



**Raquel Catarina  
Fernandes Real**

**Estimativa de Curvas de Custo Marginal de Controlo  
de CO<sub>2</sub> na indústria**



**Raquel Catarina  
Fernandes Real**

## **Estimativa de Curvas de Custo Marginal de Controlo de CO<sub>2</sub> na indústria**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energia e Gestão do Ambiente, realizada sob a orientação científica do Dr.<sup>a</sup> Myriam Lopes, Professora Auxiliar Convidada do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro e co-orientação da Dr.<sup>a</sup> Júlia Seixas, Professora Auxiliar do Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa.

Aos meus pais e irmão por todo o apoio e inspiração.

## **o júri**

Presidente

**Doutor António José Barbosa Samagaio**  
Professor Associado da Universidade de Aveiro

Vogais

**Doutor Rui Ferreira Santos**  
Professor Associado da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

**Doutora Maria Júlia Fonseca Seixas**  
Professora Auxiliar da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

**Doutora Myriam Alexandra dos Santos Batalha Dias Nunes Lopes**  
Professora Auxiliar Convidada da Universidade de Aveiro

## **agradecimentos**

À Prof. Myriam Lopes pelo tempo dispendido e orientação.

À Prof. Júlia Seixas pelo tempo dispendido e apoio logístico.

À Sofia Simões e ao João Cleto por toda a ajuda e apoio.

## palavras-chave

Curvas de Custo Marginal de CO<sub>2</sub>, Melhoria tecnológica, Restrições às emissões sectoriais.

## resumo

Este trabalho integra-se na problemática das Alterações Climáticas e das políticas de ambiente e respectivos instrumentos criados para a mitigação dos gases com efeito de estufa (GEE).

Um destes instrumentos é o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) que é um instrumento de política de ambiente que se enquadra na categoria dos instrumentos de mercado ou económicos. O CELE abrange diversas actividades económicas no espaço europeu e pretende reduzir as emissões de GEE das mesmas de uma forma custo-eficaz.

As curvas de custo marginal de controlo de emissões são recorrentemente utilizadas para justificar a eficiência económica dos instrumentos de mercado em particular do comércio de emissões. Para além disso têm-se também tornado uma ferramenta padrão para avaliar o impacto económico das medidas de redução de emissões de GEE, pois permitem perceber a distribuição dos custos e benefícios pelas diversas entidades.

Assim o objectivo deste trabalho é estimar as curvas de custo marginal de vários sectores industriais nacionais incluídos no CELE, a saber: geração centralizada de electricidade, co-geração, cimento, pasta e papel e vidro. Pretende-se perceber a capacidades de redução de emissões de CO<sub>2</sub> dos vários sectores apenas através da melhoria tecnológica.

Para tal utilizou-se um modelo de optimização linear, *bottom-up* de base tecnológica implementado para a realidade nacional o TIMES\_PT, sendo que esta ferramenta permite inferir a dinâmica dos sistemas energéticos a longo prazo.

Para este estudo foi construído um cenário base que inclui diversos pressupostos de política, e sobre o qual foram sendo impostas restrições crescentes às emissões sectoriais no período de 2015 a 2030. As restrições foram impostas a cada um dos sectores isoladamente e têm como ponto de partida o valor das emissões sectoriais em 2015.

Através da imposição destas restrições às emissões é possível construir as curvas de custo marginal de controlo de CO<sub>2</sub> dos sectores e assim apoiar a decisão do nível de redução a implementar nestes sectores bem como perceber o posicionamento dos mesmos, como compradores ou vendedores de licenças, no segundo período de funcionamento do CELE (2012-2020).

**keywords**

Marginal abatement cost curves of CO<sub>2</sub>, Technological improvement, Sectorial emission reductions

**abstract**

This work falls into the thematic of Climate Change and associated environmental politics and instruments created to mitigate the emissions of greenhouse gases emissions (GHG).

The European Union Emission Trading System (EU-ETS) is one of these policy instruments classified as a market based instrument. The EU-ETS covers several economical activities in the European territory and aims to reduce GHG emissions in a cost-effective way.

The Marginal Abatement Cost Curves (MACC) of emissions are usually used to justify the economical efficiency of market based instruments in particularly the emissions trading systems. In recent years they also have become a standard tool for analyzing the economical impacts of different levels of emissions reductions, since they allow the understanding of the distribution of the cost and benefits.

The aim of this work is to estimate the MACC of several industrial sectors included in the EU ETS, namely: electricity generation, combined heat and power generation, cement, pulp and paper and glass; and to quantify the emission reduction potential in these sectors through technological improvement.

The MACC was estimated using a linear optimization bottom-up technology model adapted to the Portuguese energy system, TIMES\_PT which provides a long term vision of the dynamics of the energy system.

A base scenario was set which includes several policy assumptions and on top of this scenario increasing sectorial CO<sub>2</sub> emission restrictions from 2015 to 2030 were imposed. The restrictions were imposed to each sector separately using the sector emissions in 2015 as a starting point.

Through these sectorial emission restrictions it is possible to estimate the MACC the diferent sectors and therefore provide information to support the decision on the emissions reduction level to be implemented in each sector and also understand their future position as permit buyers or sellers in the EU-ETS second period (2012-2020).

## ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	ENQUADRAMENTO TEÓRICO .....	3
2.1	POLITICAS DE MITIGAÇÃO DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA.....	4
2.2	INSTRUMENTOS DE POLÍTICA DE AMBIENTE .....	9
2.3	COMÉRCIO EUROPEU DE LICENÇAS DE EMISSÃO .....	13
2.4	CURVAS DE CUSTO MARGINAL DE CONTROLO DE CO <sub>2</sub> .....	19
3	METODOLOGIA.....	23
3.1	CARACTERIZAÇÃO DO MODELO TIMES .....	24
3.1.1	TIMES_PT .....	25
3.1.2	EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA E MATERIAIS .....	29
3.1.3	OUTRAS FONTES DE INFORMAÇÃO EXÓGENA .....	30
3.2	ÂMBITO DO ESTUDO .....	33
3.3	VALIDAÇÃO .....	34
4	CENÁRIOS.....	37
4.1	PRESSUPOSTOS DE POLÍTICA.....	37
4.2	RESTRIÇÕES DE EMISSÕES CONSIDERADAS NO MODELO TIMES_PT E NO CENÁRIO BASE.....	37
4.3	LIMITAÇÕES E SIMPLIFICAÇÕES CONSIDERADAS PARA O DESENVOLVIMENTO DAS CCM.....	39
5	CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO BASE .....	41
6	ANÁLISE DAS RESTRIÇÕES ÀS EMISSÕES E DETERMINAÇÃO DAS CCM.....	45
6.1	GERAÇÃO DE ELECTRICIDADE.....	45
6.2	CO-GERAÇÃO .....	60
6.3	CIMENTO.....	71
6.4	PASTA E PAPEL.....	78
6.5	VIDRO.....	89



7	CONCLUSÕES .....	95
8	BIBLIOGRAFIA .....	101

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Emissões previstas e previstas de GEE para a EU-15 comparadas com a meta de Quioto 2008-2012 (URL02) .....	8
Figura 2 - Curva de custo marginal de controlo de emissões, adaptado de (Ellerman e Decaux, 1998) .....	20
Figura 3 – Agregação das curvas de custo marginal de controlo de CO <sub>2</sub> , adaptado de (Criqui, et al., 1999) .....	20
Figura 4 – Troca de direitos de emissão, adaptado de (Criqui, et al., 1999) .....	21
Figura 5 -Estrutura do modelo TIMES_PT, adaptado de (Cleto, et al., 2007).....	26
Figura 6 – Evolução da procura final dos serviços de energia e dos transportes.....	30
Figura 7 – Emissões sectoriais das actividades incluídas do CELE .....	33
Figura 8 - Evolução da procura final dos sectores industriais .....	35
Figura 9 – Exemplificação das restrições às emissões impostas aos diversos sectores .....	39
Figura 10 - Evolução da contribuição das emissões de CO <sub>2</sub> dos sectores em estudo para o total nacional.....	43
Figura 11 - Consumo de energia primária no cenário base (Electricidade importada).....	43
Figura 12 – Consumo de energia final por sector de actividade no cenário base.....	44
Figura 13 - Desagregação dos consumos de energia final no sector da indústria, transportes e residencial no cenário base em 2000,2015 e 2030. ....	44
Figura 14 – Sistema energético de referência do sector da geração centralizada de electricidade .....	46
Figura 15 - Capacidades instaladas e retiradas das tecnologias do sector da geração de electricidade no cenário base.....	49
Figura 16 - Consumo de energia primária pelo sector da geração de electricidade no cenário base.....	50
Figura 17 - Emissões de CO <sub>2</sub> do sector da geração de electricidade no cenário base .....	51
Figura 18 - Perfil de custos das novas tecnologias do sector da geração da electricidade em 2015 (Fonte : IER Technology Database ) .....	53
Figura 19 – Actividade do sector da geração de electricidade nos vários cenários de restrição de emissões. ....	54
Figura 20- Curva de custo marginal de redução de CO <sub>2</sub> do sector da geração de electricidade em 2015. ....	55

Figura 21 – Actividade das tecnologias de geração de electricidade nos vários cenários de redução em 2010, 2015 e 2020 .....	56
Figura 22 - Consumo de energia primária do sector da geração de electricidade nos vários cenários de redução em 2010,2015 e 2020. ....	57
Figura 23– Emissões por tecnologia do sector da geração de electricidade em 2020 nos vários cenários de redução. ....	58
Figura 24- Custo da electricidade nos vários cenários de redução. ....	59
Figura 25- Sistema energético de referência do sector da co-geração .....	61
Figura 26 - Capacidades instaladas das tecnologias do sector da co-geração no cenário base..	64
Figura 27– Consumo de energia primária do sector da co-geração no cenário base. ....	65
Figura 28- Emissões de CO <sub>2</sub> do sector da co-geração no cenário base. ....	66
Figura 29- Perfil de custos das novas tecnologias (COM, IND e REF) do sector da co- geração em 2015 ( Fonte : IER Technology Database ). ....	67
Figura 30- Curva de custo marginal de redução de CO <sub>2</sub> do sector da co-geração em 2015. ....	68
Figura 31- Actividade do sector da co-geração nos vários cenários de restrição de emissões...	69
Figura 32 – Actividade das tecnologias de co-geração nos vários cenários de restrição. ....	70
Figura 33– Novas capacidades instaladas no sector da co-geração nos vários cenários. ....	70
Figura 34 - Sistema energético de referência do sector do cimento .....	73
Figura 35– Consumo de energia final pelo sector da produção de cimento no cenário base ....	74
Figura 36– Emissões do sector da produção de cimento no cenário base .....	75
Figura 37 - Sistema energético de referência do sector do da pasta e do papel .....	79
Figura 38 – Capacidades instaladas e retiradas no sector da pasta e papel no cenário base.....	82
Figura 39-Consumo de energia final do sector da pasta e do papel no cenário base.....	84
Figura 40 – Emissões por tecnologia das tecnologias do sector da pasta e do papel no cenário base.....	84
Figura 41- Perfil das novas tecnologias do sector da pasta de papel em 2015. Fonte : (ECN, 1995) e (Nieuwlaar, 2000). ....	85
Figura 42 – Sistema energético de referência do sector do vidro.....	89
Figura 43- Alterações nas capacidades das tecnologias do sector do vidro no cenário base.....	91
Figura 44– Consumo de energia final do sector do vidro no cenário base .....	91

Figura 45– Emissões do sector do vidro no cenário base.....	92
Figura 46- Perfil das novas tecnologias do sector do vidro em 2015. Fonte : (ECN, 1995) e (Nieuwlaar, 2000). ....	93
Figura 47 – Curvas de custo marginal de controlo de CO <sub>2</sub> em 2015 dos sectores da geração centralizada de electricidade e co-geração. ....	100

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Metas percentuais de variação nas emissões de GEE . (URL01) .....	7
Tabela 2 – Factores de emissão de CO <sub>2</sub> por combustível .....	28
Tabela 3 – Evolução da procura de alguns dos serviços de energia final e materiais considerados no TIMES_PT (2000=100), adaptado de (Simões, et al., 2008) .....	30
Tabela 4 – Potenciais de energia primária considerados no TIMES_PT .....	32
Tabela 5- Alterações efectuadas na evolução da procura do cimento e do outro vidro .....	35
Tabela 6- Emissões totais de CO <sub>2</sub> no cenário base .....	42
Tabela 7 - Caracterização das tecnologias de geração de electricidade no ano 2000 .....	45
Tabela 8 - Electricidade produzida por tecnologia no cenário base.....	47
Tabela 9 – Restrições impostas às emissões do sector da geração de electricidade .....	51
Tabela 10 - Caracterização das tecnologias de co-geração no ano 2000 .....	62
Tabela 11 – Actividade das tecnologias de co-geração no cenário base (PJ) .....	63
Tabela 12 - Restrições impostas às emissões do sector da co-geração. ....	66
Tabela 13 – Caracterização das tecnologias do sector do cimento do ano base .....	72
Tabela 14 – Actividade das tecnologias do sector do cimento no cenário base .....	72
Tabela 15 - Factores de emissão do processo do sector do cimento.....	74
Tabela 16 – Comparação dos consumos das tecnologias de produção de clínquer .....	77
Tabela 18 – Caracterização das tecnologias de produção de papel do ano base .....	80
Tabela 19- Actividade das tecnologias de produção de papel no cenário base.....	81
Tabela 19 – Calor fornecido pelas tecnologias de co-geração ao sector da pasta e do papel em PJ.....	83
Tabela 20 – Comparação dos consumos das tecnologias de produção de papel de alta e baixa qualidade .....	86
Tabela 21 – Comparação dos consumos das tecnologias de produção de pasta química e mecânica.....	86
Tabela 22 - Comparação dos consumos das tecnologias de produção de pasta com material reciclado .....	87
Tabela 23 – Tipos de pasta produzida em Portugal em 2001 e quantidade total, Fonte (CELPAA, 2002).....	87

Tabela 24 - Caracterização das tecnologias de vidro do ano base .....	90
Tabela 25 - Actividade das tecnologias de produção de papel no cenário base.....	90
Tabela 26 – Emissões de processo das tecnologias de produção de vidro plano e outro vidro .....	92
Tabela 27 - Comparação dos consumos das tecnologias de produção de vidro plano.....	93
Tabela 28 - Comparação dos consumos das tecnologias de produção de outro vidro.....	94

## LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 – Função objectivo do TIMES adaptado de (Loulou, et al., 2005) .....	24
Equação 2 – Função para gerar as procuras finais, adaptado de (Cleto, et al., 2007) .....	29

## ABREVIATURAS E SIGLAS

AAU's	Assigned Amounts Units
AC	Alterações Climáticas
CCM	Curva de custo marginal de Controlo de CO <sub>2</sub>
CCS	Captura e sequestro de Carbono
CE	Comércio de Emissões
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
CNUAD	Conferência das Nações Unidas sobre Ambiente e Clima
COP	Conferência das Partes
CRE's	Certificados de reduções de emissões
EEA	Agência Europeia do Ambiente ( European Environment Agency)
EFOM	Energy Flow Optimisation Model
EM's	Estados Membros
EMAS	Sistema comunitário de ecogestão e auditoria (European Ecomanagement and Auditing System)
ETSAP	Energy Technology Systems Analysis Programme
EU	União Europeia
FER	Fonte de energia renovável
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GEM-E3	General Equilibrium Model for Energy-Economy-Environment
IA	Instituto do Ambiente
IC	Implementação Conjunta
IEA	Agência Internacional de Energia ( International Energy Agency)
IPCC	Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas ( Intergovernamental Panel for Climate Change)



IPPC	Prevenção e Controlo Integrado da Poluição (Integrated Prevention Pollution Control)
LULUCF	Uso do solo, alterações do uso do solo e florestas (Land Use, Land Use Change and Florest)
MACC	Marginal Abatement Cost Curve of CO <sub>2</sub>
MARKAL	MARKet Allocation Model
MDL	Mecanismos de Desenvolvimento Limpo
NEEDS	New Energy Externalities Developments for Sustainability
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
PEAC	Programa Europeu para as Alterações Climáticas
PM	Políticas e Medidas
PMA 's	Políticas e Medidas Adicionais
PNAC	Plano Nacional de Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Alocação de Licenças de Emissão
PQ	Protocolo de Quioto
RES	Sistema energético de referência ( Reference Energy System)
TIMES	The Integrated Markal-EFOM System
UN	Nações Unidas (United Nations)
UNEP	Programa das Nações Unidas para o Ambiente (United Nations Environment Programme)
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (United Nations Framework Convention on Climate Change)
URE's	Unidades de redução de emissões
WMO	Organização Meteorológica Internacional (World Meteorological Organization)

---

## 1 INTRODUÇÃO

As alterações climáticas (AC) são hoje consideradas um dos principais problemas ambientais pela sociedade em geral e consequentemente pela classe política. A escala global dos impactos das AC induziu uma resposta política também à escala global que se consubstanciou na entrada em vigor da Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (UNFCCC do inglês *United Nations Framework Convention on Climate Change*) a 21 de Março de 1994. O objectivo da Convenção é o de “*estabilização das concentrações na atmosfera de gases com efeito de estufa a um nível que evite uma interferência antropogénica perigosa no sistema climático*” (UN, 1992) pretendendo para tal a estabilização das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) dos países desenvolvidos aos níveis de 1990.

Enquadrado no âmbito da UNFCCC surge o Protocolo de Quioto (PQ) que estabelece como objectivo a redução de 5,2% das emissões de GEE relativamente ao ano base (1990) e cujos compromissos de redução são listadas no Anexo B para 38 países desenvolvidos e a União Europeia (UE). Os elementos diferenciadores do PQ da UNFCCC são a obrigatoriedade do cumprimento das metas de redução estabelecidas e os mecanismos de flexibilidade criados – Implementação Conjunta, Mecanismos de Desenvolvimento Limpo e o Comércio de Emissões - para permitirem a diminuição dos custos totais das reduções das emissões de GEE estabelecidas.

A UE tem demonstrado um forte empenho no combate às AC que se tem revelado não só nas negociações internacionais ao impulsionar a continuidade do PQ e a busca de compromissos mais ambiciosos, mas também na implementação de medidas de mitigação das emissões de GEE tal como a aplicação pioneira do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE). Para além disso a UE anunciou já o compromisso unilateral de reduzir até 2020 as suas emissões de GEE em 20%, esta meta enquadra-se no objectivo global da UE em impedir que o aumento da temperatura média anual não exceda os 2 °C acima dos níveis registados no período pré-industrial.

O CELE é uma dos instrumentos fundamentais à UE para o cumprimento das actuais e futuras metas de redução de uma forma custo-eficaz e abrange as principais actividades económicas, estimando-se que em 2020 estas reduzam em 21% as suas emissões de GEE relativamente a 2005. A aplicação de políticas e medidas às actividades económicas traduzem-se em custos que podem ou não ser reflectidas no preço do produto final. Estes custos podem afectar a competitividade das indústrias, em particular aquelas localizadas na Europa que enfrentam metas mais restritivas que as concorrentes noutras partes do mundo, e que têm que ser harmonizadas com outros objectivos políticos tais como o crescimento económico. Assim a determinação do nível óptimo de redução a alcançar bem como outros aspectos de implementação do CELE têm que ser cuidadosamente avaliados.

Nos últimos anos as Curvas de Custo Marginal de Controlo de Dióxido de Carbono CO<sub>2</sub> têm-se tornado uma ferramenta padrão para avaliar o impacte económico do PQ e das medidas de redução de emissões de GEE. Existindo vários estudos a nível europeu que determinam as curvas de custo marginal para os diversos estados membros ou sectores industriais mas até à data não existe nenhum específico para o caso português.

---

Assim sendo o objectivo deste trabalho é a determinação das Curvas de Custo Marginal de Controlo de CO<sub>2</sub> (CCM) para os sectores da geração centralizada de electricidade, co-geração, produção de cimento, produção de pasta e papel e produção de vidro. Pretendendo-se avaliar a capacidade de redução de emissões de CO<sub>2</sub> destes sectores através da melhoria tecnológica, para tal recorreu-se a uma ferramenta de modelação do sistema energético-económico português o modelo TIMES\_PT. Pretende-se que os resultados obtidos forneçam pistas para a definição de políticas eficientes de energia e ambiente para as autoridades e grupos de interesse.

De forma a enquadrar a utilização das CCM nas políticas de mitigação de GEE no segundo capítulo faz-se uma breve descrição da evolução das políticas de mitigação de gases com efeito de estufa e uma caracterização dos instrumentos normalmente utilizados nas políticas de ambiente. Seguidamente explicita-se a aplicação de um instrumento de política de ambiente de âmbito europeu na mitigação das emissões de CO<sub>2</sub> - CELE - e também a racionalidade económica que o sustenta e que se baseia na aplicação das MACC (do inglês *Marginal Abatement Cost Curve*).

No terceiro capítulo é descrita a metodologia adoptada e caracteriza-se a ferramenta de modelação utilizada - o modelo TIMES\_PT - na determinação das CCM sectoriais. Para além disso é também clarificado os sectores que são objecto deste trabalho e ainda o processo de validação de informação de base efectuado com os grupos de interesse nacionais.

O quarto capítulo aborda os pressupostos de política considerados aquando a construção do cenário base sobre o qual se aplicam as restrições às emissões sectoriais, e explicita as limitações e simplificações que foram consideradas no desenvolvimento deste trabalho.

No quinto capítulo são apresentados os principais resultados obtidos no cenário base sendo este utilizado como ponto de partida para a análise das restrições às emissões sectoriais e para a determinação das CCM que se efectuam no capítulo seis.

As principais conclusões obtidas na determinação das CCM sectoriais e a transposição dos resultados obtidos para o sistema económico são enumeradas no capítulo sete.

---

## 2 ENQUADRAMENTO TEÓRICO

As AC são uma das maiores ameaças a nível ambiental, económico e social que a humanidade enfrenta actualmente, sendo a sua resolução um desafio para a mesma. As evidências científicas apontam que as AC são causadas pelas actividades antropogénicas que alteram o equilíbrio da composição dos gases com efeito de estufa na atmosfera. Estes gases são fundamentais no efeito de estufa que é um fenómeno natural e permite a manutenção da temperatura média superficial da Terra nos 15 °C como resultado da interacção do globo com a radiação solar.

Os principais GEE são o vapor de água, dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) e o ozono (O<sub>3</sub>) e encontram-se na atmosfera em resultado de processos naturais. Segundo o IPCC (IPCC, 2007b) desde 1750 que as concentrações globais de dióxido de carbono, metano e óxido nitroso têm registado um forte aumento, em comparação com as concentrações estimadas para o período pré-industrial, devido às actividades humanas. O dióxido de carbono, considerado o principal GEE de origem antropogénica, resulta da queima de combustíveis fósseis e das alterações do uso do solo e a sua concentração aumentou de 280 ppm no período anterior à revolução industrial para 379 ppm em 2005. Simultaneamente ao aumento de concentração de GEE na atmosfera verificou-se que nos últimos 100 anos, (1906-2005) ocorreu um aumento da temperatura média superficial de 0,74°C e a tendência de aquecimento dos últimos 50 anos foi de 0,13 °C por década, que é o dobro do registado para os últimos 100 anos.

De acordo com vários cenários de emissão de GEE projectados também pelo Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (IPCC do inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*) é esperado que a temperatura média global aumente 0,2°C por década nas próximas duas décadas e que até ao final deste século ocorra um aumento global entre 1,8°C a 4°C. Face a estes e muitos outros dados o IPCC concluiu que “*as evidências que as alterações climáticas estão já a ocorrer são inequívocas e devem-se em grande parte às actividades humanas*” (IPCC, 2007a).

A poluição gerada pelas actividades humanas é um problema que existe desde o início da civilização, sendo que a forma de lidar com o problema têm evoluído ao longo do tempo. Actualmente vigoram as formas de gestão de poluição activas que se concentram na mitigação e prevenção da poluição, para tal as políticas de ambiente recorrem à implementação de diversos instrumentos para atingir os objectivos de qualidade ambiental que se propõem cumprir.

As políticas de mitigação de gases com efeito de estufa pretendem reduzir as emissões de GEE sendo que os objectivos gerais constam na UNFCCC tendo sido especificados objectivos de redução para diversos países no PQ. Este protocolo criou também os mecanismos de flexibilidade que permitem diminuir os custos totais do cumprimento das metas de redução das emissões de GEE e nos quais se encontra o comércio de emissões que é também um instrumento de política de ambiente. O comércio de emissões enquadra-se na categoria dos instrumentos económicos ou de mercado cuja principal mais valia é ser custo-eficaz, sendo que esta se demonstra através da aplicação das curvas de custo marginal.

---

## 2.1 POLITICAS DE MITIGAÇÃO DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA

A escala dos impactes das AC e a universalidade das emissões de GEE que os induzem tornam as AC um problema global bem como as suas soluções. Um dos primeiros passos dados para a resolução do problema foi dado em 1988 com a criação do IPCC pela Organização Meteorológica Internacional (WMO do inglês *World Meteorological Organization*) e pelo Programa das Nações Unidas para o Ambiente (UNEP do inglês *United Nations Environment Programme*). A divulgação do primeiro relatório do IPCC em 1990 impulsionou o lançamento de negociações para uma convenção sobre o assunto e resultou numa Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (UNFCCC) que foi assinada por mais de 150 países durante a Conferência das Nações Unidas sobre Ambiente e Desenvolvimento (CNUAD) em 1992 no Rio de Janeiro. Segundo (Lopes, 2004) a convenção *“radica nos princípios da precaução e das responsabilidades comuns mas diferenciadas, e estipula um objectivo genérico, não vinculativo, de estabilização, a níveis de 1990, das emissões de GEE dos países desenvolvidos.”* A Convenção entrou em vigor a 21 de Março de 1994 e após treze anos reunia como seus signatários 191 estados e a UE, esta forte participação torna-a um dos acordos ambientais internacionais que reúne maior consenso e apoio.

Na Convenção os países signatários estão divididos em três grupos de acordo com os seus compromissos. O Anexo I consiste nos países industrializados que em 1992 eram membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE) mais os países com as economias em transição (Rússia, Países Bálticos e outros da Europa Central e de Leste), todos eles têm adoptar políticas e medidas com o objectivo de reduzir as suas emissões de GEE para os níveis de 1990 até ao ano 2000. Sendo que os países das economias em transição possuem alguma flexibilidade na implementação dos compromissos tendo em conta as recentes alterações políticas e económicas que sofreram. Os países do Anexo II que é o conjunto dos países do Anexo I pertencentes à OCDE, devem providenciar recursos financeiros para permitir aos países em vias de desenvolvimento desenvolverem acções que permitam reduzir as suas emissões e adaptarem-se aos impactes das AC. Para além disso devem tomar todas as medidas possíveis para promover o desenvolvimento e transferência de tecnologias “limpas” para os países em desenvolvimento e as economias em transição. Os restantes países não constantes no Anexo I são na sua maioria os países em desenvolvimento, dentro destes existem certos grupos de países reconhecidos pela Convenção como vulneráveis aos impactes adversos das AC ou aos impactes económicos das medidas de redução das emissões de GEE.

Todas as Partes à Convenção, ou seja todos os países que ratificaram, aceitarem, aprovaram ou acederam à mesma, estão sujeitos a compromissos gerais tais como a compilação de um inventário das suas emissões de GEE e a submissão de relatórios – denominadas como Comunicações Nacionais - sobre as medidas de implementação dos objectivos da Convenção. Estas devem encontrar-se reunidas sobre a forma de um programa nacional que contenha (1) medidas de mitigação das AC, tais como as medidas no sentido de reduzir as emissões de GEE; (2) as normas de gestão sustentável dos sumidouros de carbono; (3) as medidas de adaptação aos impactes das AC; (4) os programas de investigação, educação entre outros relacionados com a problemática.

---

Desde a entrada em vigor da Convenção que os países signatários se reúnem anualmente na Conferência das Partes (COP) para dar a continuidade às negociações e monitorizar a implementação da Convenção, sendo nestas que são discutidas e definidas as regras de aplicação prática da mesma. Durante a COP 3 em 1997 foi adoptado o Protocolo de Quioto (PQ) que estabeleceu compromissos legais para as metas de emissão dos países desenvolvidos. O objectivo do PQ é o mesmo da Convenção, o da *“estabilização das concentrações na atmosfera de gases com efeito de estufa a um nível que evite uma interferência antropogénica perigosa no sistema climático”* (UN, 1992), mas apesar disso requereu um processo formal de ratificação separado do da Convenção para entrar em vigor. Para tal era necessário obter a ratificação do mesmo por 55 signatários da Convenção, e que entre esses se encontrassem pelo menos 55% das emissões de 1990 dos países do Anexo I. O PQ entrou em vigor a 16 de Fevereiro de 2005, tendo-se reunido as condições necessárias com a ratificação da Rússia em Novembro de 2004.

Os elementos chave que diferenciam o PQ da Convenção são o facto dos compromissos de redução de emissões de GEE assumidos serem obrigatórios para as partes que os ratificaram e os mecanismos criados para o cumprimento dos mesmos (UNFCCC, 2007).

Os compromissos de redução das emissões de GEE<sup>1</sup> estão listados no Anexo B do protocolo e incluem 38 países desenvolvidos e a União Europeia, que globalmente acordaram em reduzir 5,2% as emissões de GEE relativas aos valores do ano base sendo que para a maior parte dos países é 1990, mas alguns países das economias em transição possuem outro ano base. O Anexo A do PQ lista as várias fontes e sectores de emissão dos GEE considerados para as metas de emissão. As emissões resultantes do sector do uso do solo, alterações do uso do solo e florestas (LULUCF do inglês *Land Use, Land Use Change and Florest*), designadas genericamente por sumidouros são tratadas de forma diferenciada e não constam no Anexo A.

No período de cinco anos considerado para o cumprimento das metas de emissão cada signatário do Anexo I deve assegurar que as suas emissões de GEE das fontes do Anexo A não excedem a quantidade atribuída de emissões de GEE. A quantidade atribuída de emissões de GEE de cada uma das partes para o primeiro período de cumprimento (2008-2012) é obtida multiplicando as emissões das fontes do Anexo A no ano base pela meta de emissão e pelo número de anos. A quantidade resultante é explicitada em unidades individuais AAU's (do inglês *Assigned Amounts Units*) e cada uma delas representa uma licença de emissão de uma tonelada métrica de CO<sub>2e</sub> ao longo do quinquénio de cumprimento.

Os mecanismos de flexibilidade do PQ foram criados de forma a diminuir os custos totais de cumprimento das metas de redução estabelecidas. Estes permitem que as partes implementem medidas de redução ou remoção de GEE que são economicamente mais eficientes noutros países. Visto que apesar do custo da limitação de emissões variar consideravelmente entre regiões do globo o efeito na atmosfera é igual independentemente do local onde a acção tenha ocorrido. Os mecanismos de flexibilidade ou Quioto são:

---

<sup>1</sup> Os GEE incluídos nas metas de redução do PQ são o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), hidrofluorcarbonetos (HFC's), perfluorcarbonetos (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>).

- 
- Implementação Conjunta (IC): este mecanismo permite a implementação entre países do Anexo I de projectos que reduzam as emissões ou aumentem a capacidade de remoção dos sumidouros. As “unidades de redução de emissões” (URE’s) geradas pelo projecto são depois utilizadas pela parte investidora para atingir a sua quota de emissões e deduzidas à quota de emissões do país beneficiado pelo projecto. É de esperar que este tipo de projectos surja nos países das economias em transição onde podem ainda ser implementadas uma vasta gama de medidas de redução de emissões a baixo custo. A redução ou remoção de emissões de GEE gerada têm que ser adicional àquelas que iriam ocorrer sem o projecto;
  - Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL): com este mecanismo os países do Anexo I podem investir em projectos de redução de emissões ou aflorestação nos países em desenvolvimento e receber as licenças de emissão correspondentes às emissões reduzidas ou removidas. Estes projectos visam contribuir para o desenvolvimento sustentável no país de acolhimento e as licenças geradas pelos mesmos são denominadas por “certificados de reduções de emissões “ (CRE’s). Os projectos são certificados por entidades acreditadas para o efeito pela COP, que é responsável também pela supervisão das mesmas.
  - Comércio de Emissões (CE): com este mecanismo as Partes do Anexo I podem adquirir licenças de emissão a outros países do Anexo I que têm maior facilidade em reduzir emissões de GEE. O limite global de emissões não se altera, pois as licenças vendidas correspondem a uma diminuição de emissões.

A União Europeia tem tido um papel fundamental no desenvolvimento das políticas internacionais de combate às AC, nomeadamente nas negociações da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas e do Protocolo de Quioto, sendo que neste último comprometeu-se a reduzir em 8% as suas emissões de GEE relativas aos valores de 1990 no período entre 2008-2012.

A redução das emissões dos membros da EU foi feita de acordo com o princípio de partilha de responsabilidade – *burden sharing* – que permite que ocorra uma diferenciação interna nas metas de redução entre os Estados Membros (EM). Essa diferenciação teve em conta o nível de emissões e o estado de desenvolvimento do país e permitiu que cerca de metade dos EM reduzam as suas emissões enquanto os restantes estabilizam ou até aumentam as suas emissões. A Tabela 1 mostra os valores acordados para a redistribuição das metas de redução de GEE tendo em conta os 15 Estados Membros que na altura constituíam a UE. Os restantes 10 novos Estados Membros possuem metas individuais de redução ao abrigo do PQ.

Para assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos a UE criou o Programa Europeu para as Alterações Climáticas (PEAC) cujo objectivo primordial é identificar e desenvolver todos os elementos necessários a uma estratégia comunitária de implementação do PQ, através do reforço das políticas e medidas a nível comunitário e do desenvolvimento de um sistema de comércio dos direitos de emissão entre os estados membros.

**Tabela 1 – Metas percentuais de variação nas emissões de GEE . (URL01)**

País	Variação	País	Variação
Áustria	-13%	Bulgária	-8%
Bélgica	-7,5%	República Checa	-8%
Dinamarca	-21%	Estónia	-8%
Finlândia	0%	Hungria	-6%
França	0%	Letónia	-8%
Alemanha	-21%	Lituânia	-8%
Grécia	+25%	Polónia	-6%
Irlanda	+13%	Roménia	-8%
Itália	-6,5%	Eslováquia	-8%
Luxemburgo	-28%	Eslovénia	-8%
Holanda	-6%		
Portugal	+27%		
Espanha	+15%		
Suécia	+4%		
Reino Unido	-12,5%		

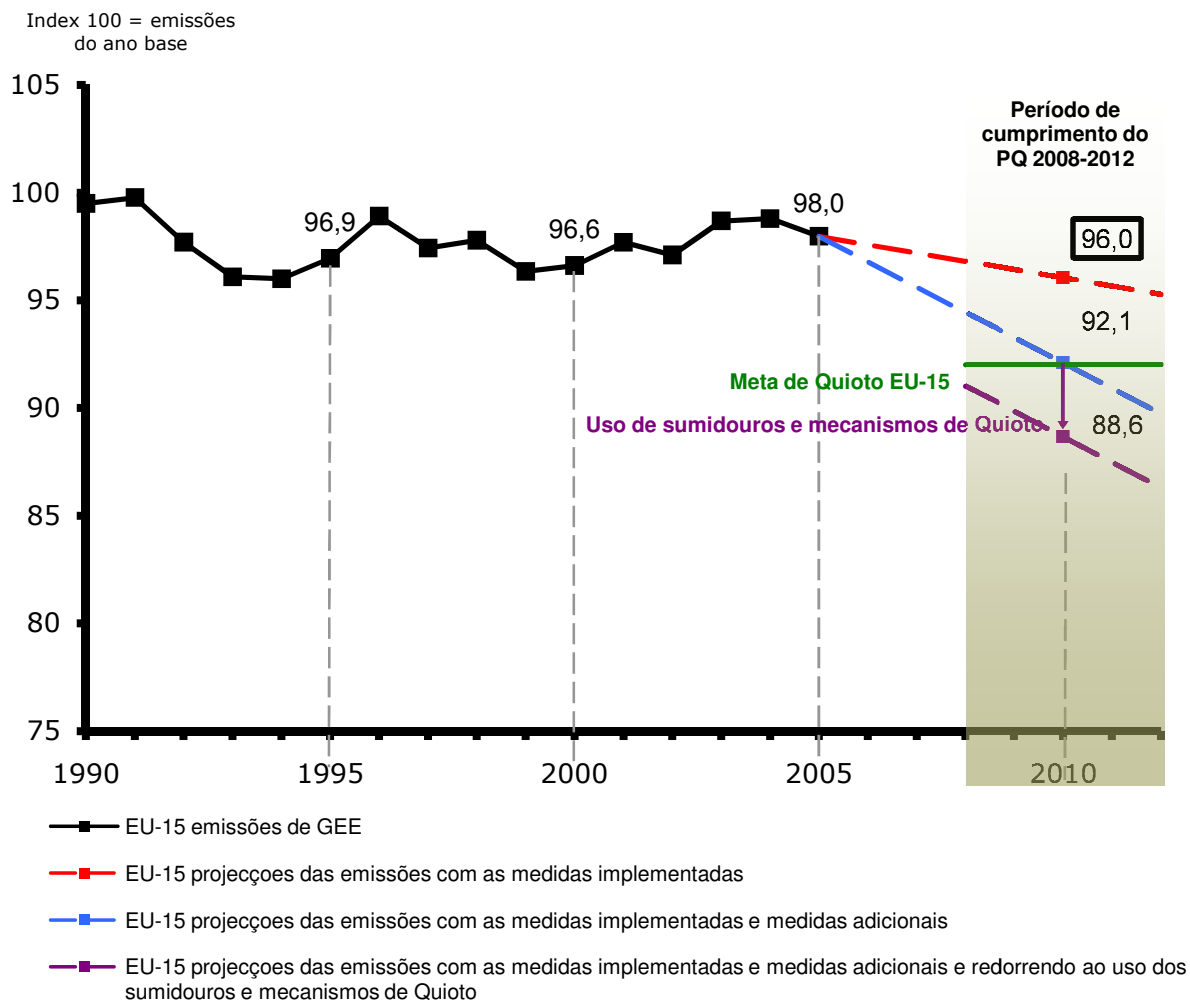
Para assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos a UE criou o Programa Europeu para as Alterações Climáticas (PEAC) cujo objectivo primordial é identificar e desenvolver todos os elementos necessários a uma estratégia comunitária de implementação do PQ, através do reforço das políticas e medidas a nível comunitário e do desenvolvimento de um sistema de comércio dos direitos de emissão entre os estados membros.

O comércio de direitos de emissão é uma ferramenta fundamental à UE para a redução das emissões de GEE de uma forma custo-eficaz e foi formalmente criado através da Directiva 2003/87/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Outubro de 2003. O Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) é, até à data, o mercado de direitos de emissão com o maior número de países e sectores envolvidos implementado a nível global. Entre Janeiro de 2005 e Dezembro de 2007 o CELE funcionou numa fase experimental o que potenciou vantagens competitivas para os EM e empresas europeias pelo facto de serem pioneiras neste tipo de mercados estimulando a competitividade e inovação das mesmas. A segunda fase do CELE que se iniciou em Janeiro de 2008 e decorre até Dezembro de 2012 corresponde ao primeiro período de cumprimento do PQ.

A Figura 1 mostra a estratégia de cumprimento da UE-15 da meta de redução de 8% das emissões de GEE relativas ao ano base. As estimativas apontam que as políticas e medidas já implementadas nos vários EM permitirão uma redução de 4%, sendo que a implementação das políticas e medidas adicionais irão contabilizar uma redução adicional de 3,9%. A plena utilização dos mecanismos de Quioto permitam uma redução extra de 2,5% e 0,9% face ao objectivo total, perfazendo uma redução total de 11,4% das emissões da EU-15, que vai além da meta estabelecida.

A contribuição das reduções efectuadas no âmbito do CELE é estimada em 3,4%, estando já parcialmente reflectida nas projecções das emissões de alguns EM mas é esperado que a nível global represente uma redução extra de 1,3%, a somar ao total de potencial de redução de 11,4% relativamente às emissões do ano base da EU-15.





**Figura 1 - Emissões previstas e previstas de GEE para a EU-15 comparadas com a meta de Quioto 2008-2012 (URL02)**

No Conselho Europeu de Março de 2007 a UE declarou que pretende reduzir unilateralmente as suas emissões em 20% até 2020 e até 30% caso outros países desenvolvidos se comprometam a “atingir reduções de emissões comparáveis, e os países em desenvolvimento economicamente mais avançados contribuam adequadamente, de acordo com as suas responsabilidades e capacidades” (COM(2008)30 final, 2008). Sendo que o objectivo a longo prazo é que em 2050 as emissões sejam 50% inferiores aos níveis registados em 1990. Estas metas enquadram-se no objectivo global da EU em impedir que o aumento da temperatura média anual não exceda os 2 °C acima dos níveis registados no período pré-industrial.

---

## 2.2 INSTRUMENTOS DE POLÍTICA DE AMBIENTE

Desde sempre as actividades económicas exerceram pressões sobre o ambiente através da extracção dos recursos naturais e da poluição gerada através das descargas poluentes para os meios receptores (ar, água e solo). Uma das abordagens ao problema da poluição é o da economia do ambiente ao considerar a poluição como uma externalidade negativa, visto que os custos associados à poluição não são internalizados nas decisões económicas dos agentes e as vítimas da mesma não estão a ser compensadas por isso (Santos e Antunes, 1999). Tal deve-se ao facto de muitos dos recursos naturais não possuírem um preço que reflecta o dos serviços ambientais prestados ou o seu valor económico, como é o caso do recurso Ar. Este é considerado um bem público pois não existem direitos de propriedade definidos e atribuídos sobre o mesmo, ou seja é de livre acesso, e para além disso não existe rivalidade no seu uso pois a quantidade do recurso é tão grande que o consumo de uma unidade por um agente não diminui a quantidade disponível para os restantes agentes.

A aplicação do princípio do poluidor-pagador permite incorporar os custos da poluição e outros custos ambientais nos preços dos bens e serviços e de esta forma corrigir as distorções do mercado originadas pela existência das externalidades negativas.

As políticas que permitem melhorar a qualidade ambiental e consequentemente a qualidade de vida, gerando diversos benefícios sociais e económicos, possuem um custo associado. Segundo a Agência Europeia do Ambiente (EEA, 2006) a EU-15 despendeu em 1999 aproximadamente 1,8% do seu PIB em medidas de protecção do ambiente. É expectável que os custos aumentem em sintonia com o aumento de exigência dos objectivos ambientais, visto que a maior parte das soluções mais baratas já foi adoptada e que os custos marginais de redução da poluição aumentem<sup>2</sup>.

As políticas de ambiente são normalmente constituídas por um conjunto de instrumentos e medidas, entendendo-se como instrumento de política de ambiente *“como o meio utilizado pelas autoridades ambientais para promover a implementação de medidas por parte dos agentes, ou para alterar os seus comportamentos, com vista à redução e controlo das pressões e dos impactes das actividades económicas no ambiente”* (Santos e Antunes, 1999) e (Stavins, 2003). Também segundo (Santos, et al., 1999) os principais critérios de avaliação de desempenho dos instrumentos de política de ambiente são:

- Eficácia ambiental: avalia-se pela capacidade de atingir o objectivo definido pela autoridade ambiental;
- Eficiência económica (estática): traduz-se em atingir o objectivo ambiental com o menor custo possível ou seja obter o maior benefício líquido possível;
- Eficiência dinâmica: considera-se como o incentivo ao desenvolvimento tecnológico de actividades/processos/ produtos. Visto que as soluções mais eficientes num período, não o são necessariamente se a análise considerar um horizonte temporal mais alargado;

---

<sup>2</sup> Os custos marginais de redução de poluição são considerados como os custos adicionais de reduzir mais uma unidade de poluição.

- 
- Equidade/justiça e aceitação política: têm em conta a distribuição de rendimentos (custos e benefícios) entre os elementos da sociedade gerada pela aplicação de um instrumento de política de ambiente, bem como o envolvimento da opinião pública e a aceitação dos agentes envolvidos;
  - Geração de receitas: relaciona-se com o facto de alguns instrumentos ambientais gerarem receitas, sendo que esta capacidade em si não é fundamental mas a afectação das mesmas e a sua utilização é um aspecto essencial;
  - Capacidade de *enforcement*: revela-se na capacidade da autoridade ambiental de implementar e fazer cumprir determinada legislação ambiental;
  - Integração com outras políticas ambientais: resulta da integração dos problemas ambientais numa forma transversal nas várias políticas;

Tendo em conta estes critérios para analisar a forma de actuação dos instrumentos de política de ambiente estes são geralmente agrupados em três categorias: instrumentos de comando e controlo ou regulamentação directa; instrumentos económicos e fiscais ou de mercado; instrumentos de informação e actuação voluntária. O tipo de instrumentos aplicados nas políticas ambientais bem como as políticas em si, sofrem um processo de evolução contínua, já que vão sendo refinadas à medida que se aprende com a experiência da sua aplicação e que vão abrangendo os novos conceitos económicos, políticos, sociais entre outros que surgem.

Os instrumentos de comando e controlo ou regulamentação directa são aqueles em que as autoridades ambientais estabelecem as metas a alcançar, as tecnologias a utilizar, ou os comportamentos a adoptar pelos agentes económicos. Como exemplos deste tipo de instrumentos temos as normas de emissão para determinados poluentes, as normas tecnológicas, as normas de concentração ou qualidade ambiental, as normas de utilização de determinados produtos, as proibições, as quotas e as licenças de descarga. Todos eles têm o comum a obrigatoriedade do cumprimento de determinada quantidade de emissões associada a regimes de contra-ordenação e coimas. Estes instrumentos possuem uma fraca eficiência económica pois não levam em conta as especificidades dos agentes em termos dos custos de controlo, visto que todos os agentes têm que comportar-se da mesma forma e atingir o mesmo nível de emissões independentemente dos seus custos de marginais de remoção de emissões poluentes e quanto maior a diversidade dos agentes no mercado maior a ineficiência gerada. Para além disso também não incentivam à inovação nem ao desenvolvimento tecnológico mas são adequados a situações em que se pretende atingir por completo o objectivo ambiental, ou seja em situações em que se têm de garantir a eficácia ambiental.

Este tipo de instrumentos foram bastante utilizados na fase inicial das políticas de ambiente, no início da década de 60, em que se adoptou uma abordagem regulamentar o que produziu melhoras significativas na qualidade do ambiente e permitiu reduzir os impactes ambientais de um conjunto diversificado de sectores industriais e actividades.

A adopção dos instrumentos de mercado ou económicos surgiu na década de 70 e permitiu reforçar a implementação de regulamentação ambiental para além de criarem soluções custo-eficazes. Os instrumentos económicos e fiscais ou de mercado caracterizam-se por actuarem por

---

sinais de mercado através de alterações dos preços relativos, isto é, da relação entre bens e serviços que originam diferentes impactes ambientais no seu ciclo de vida, e na forma de transferências financeiras, nomeadamente às empresas e consumidores para estes reduzirem o seu dano ambiental. Pretendem incentivar os agentes a incorporarem automaticamente os custos ambientais nas suas decisões, nomeadamente os custos externos relativos a danos ambientais causados pelas suas acções e o custo de escassez associado à utilização dos recursos (Santos e Antunes, 1999). São exemplo deste tipo de instrumentos as taxas de emissão, as taxas diferenciadas sobre produtos/isenções fiscais, as tarifas de utilização, os subsídios, os sistemas de direitos transaccionáveis, os sistemas de depósito e reembolso e os mecanismos de seguros/caução e títulos de garantia ambiental.

Ao criarem uma unidade de valor sobre os activos ambientais estes instrumentos permitem que os agentes solucionem o problema com o menor custo, permitindo que no total se alcance o objectivo ambiental de uma forma custo-eficaz, o que é benéfico para a sociedade em geral. Para além disso permitem que os agentes escolham as técnicas para a redução das emissões poluentes que melhor se adequem ao seu caso, o que a longo prazo irá impulsionar a inovação tecnológica e a difusão das técnicas existentes através da pressão contínua na busca de soluções menos custosas, o que permite limitar os custos marginais da redução da poluição. São portanto economicamente eficientes em termos estáticos e dinâmicos para além disso possuem geralmente possuem também menores custos administrativos.

Para garantir que são também ambientalmente eficazes têm que se estabelecer convenientemente o sinal de mercado para que os agentes adoptem o comportamento ambiental até ao nível pretendido. É também necessário atribuir de uma forma clara os direitos de propriedade bem como estabelecer as regras de funcionamento do mercado e a distribuição de rendimentos associada.

Instrumentos de actuação voluntária, nos quais os agentes (empresas ou outras organizações) assumem voluntariamente o compromisso de melhorarem as suas práticas e desempenho ambiental, indo para além do simples cumprimento das exigências legais. Estes esquemas voluntários são frequentemente baseados em códigos de actuação ou acordos, sendo muitas vezes concebidos e geridos no contexto de parcerias entre grupos de agentes. Nesta categoria incluem-se frequentemente ainda os designados instrumentos de informação, que se caracterizam por envolverem tentativas públicas ou privadas para aumentar a disponibilidade de informação, por exemplo sobre as características ambientais de actividades, produtos e/ou processos. Pretende-se assim alterar os padrões de consumo de modo a induzir os consumidores a dirigirem as suas opções para produtos com menores impactes ambientais. Exemplos de instrumentos baseados na actuação voluntária e/ou na divulgação de informação são a certificação de Sistemas de Gestão Ambiental, através da norma ISO 14001 ou do Sistema comunitário de ecogestão e auditoria (EMAS), a adesão a um sistema de rotulagem ecológica, como o Rótulo Ecológico Europeu, ou a assinatura de um acordo negociado entre os agentes e as autoridades.

As mais recentes abordagens das políticas de ambiente possuem uma perspectiva integrada dos problemas ambientais e promove a aplicação de *policy mixes* com a integração dos três tipos de

---

instrumentos visto que nenhum deles por si só garante o cumprimento óptimo dos vários critérios. Para que os objectivos ambientais das políticas sejam atingidos é necessário que os instrumentos sejam exequíveis e não comprometam a sobrevivência das actividades económicas, assim é necessário possuir conhecimento sobre as medidas tecnológicas que permitem o controlo e redução da poluição. Estas medidas podem passar pela implementação de tecnologias de fim-de-linha, alterações dos diagramas de produção ou a adopção de tecnologias processuais mais limpas e eficientes (Lopes, 2004).

---

### 2.3 COMÉRCIO EUROPEU DE LICENÇAS DE EMISSÃO

O Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) é um instrumento de política de ambiente que se enquadra na categoria dos instrumentos de mercado ou económicos e dentro desta na dos mercados de direitos transaccionáveis, aplicado ao espaço europeu para mitigar as emissões de CO<sub>2</sub>.

Nos mercados de direitos transaccionáveis de emissão, é criado um mercado no qual os agentes podem transaccionar entre si o direito de emitir uma determinada quantidade de poluente, pretendendo-se controlar as emissões pela quantidade e pelo preço. A implementação destes mercados passa numa primeira fase pela determinação do número de direitos a disponibilizar para o mercado por parte da autoridade ambiental, estabelecendo-se uma escala de utilização do ambiente ou seja um controlo pela quantidade. Numa segunda fase os agentes transaccionam entre si os direitos que são em número inferior às suas necessidades, sendo que estes irão adoptar um comportamento racional e como tal alcança-se uma poupança nos custos totais de redução das emissões, obtendo-se eficiência económica.

A redução das emissões por parte dos agentes pode implicar a implementação de tecnologias de fim-de-linha ou a alteração tecnológica dos processos produtivos através da introdução de tecnologias mais limpas e/ou eficientes incorrendo num aumento dos custos de produção dos bens e serviços. Os agentes irão adoptar um comportamento racional ao implementarem as medidas de redução de emissões apenas até ao ponto em que os custos marginais de redução das emissões igualam o preço de mercado dos direitos de emissão. Entendendo-se como custo marginal de redução de emissões o custo de redução da última unidade de poluição.

Segundo (Santo e Antunes, 1999), serão compradores de direitos os agentes que têm um custo marginal de controlo ambiental superior ao preço de mercado dos direitos e vendedores os que têm um custo marginal inferior a esse preço. Se o mercado for competitivo então, em equilíbrio, o custo marginal de todos os agentes iguala o preço de mercado dos direitos, o que corresponde à solução eficiente de controlo.

Os mercados de direitos transaccionáveis possuem uma série de características e regras que é preciso definir antes da sua implementação, tais como o âmbito do mercado, o tipo de mercado, a alocação de emissões, entre outros.

O âmbito do mercado é definido pelo tipo de emissões e cobertura geográfica. Para tal é preciso ter em conta que a troca dos direitos será potenciada pela inclusão do maior número de actividades e instalações no esquema pois maiores serão as diferenças de custos marginais de controlo ambiental entre as mesmas. É também necessário garantir que nenhum agente envolvido possui poder de mercado suficiente para alterar as condições de concorrência que garantem o seu bom funcionamento.

O tipo de mercado a implementar pode ser de limites fixos e troca de direitos (cap-and-trade) ou de linha de base e crédito (baseline-and-credit). No sistema de limites fixos e troca de direitos, cada fonte emissora recebe no início do mercado um número de direitos de emissão e em cada

---

ano de funcionamento desse mesmo mercado tem que provar que as emissões desse ano não excederam o número de direitos de emissão que lhe foram atribuídas. Caso as emissões tenham excedido o número de direitos então têm que provar ter adquirido o mesmo número de direitos que as emissões em excesso, caso tenham emitido menos poderão vender no mercado os direitos de emissão excedentes. Existe assim no mercado um número fixo de direitos de emissão.

Na outra forma de funcionamento do mercado a de linha de base e crédito, os direitos de emissão são definidos em relação aos parâmetros de actividade das unidades emissoras como o consumo e/ou produção de energia. Um conjunto de anos relevantes de actividade forma a linha de base para a quantidade de direitos atribuídos a cada fonte emissora, que é dependente da sua performance económica. Se as emissões foram menores que a quantidade de direitos da linha de base num determinado ano, então o emissor pode vender os direitos excedentes e vice-versa. Nesta forma não existe um limite absoluto dos direitos de emissão no mercado, e as emissões podem aumentar e diminuir mediante a actividade económica, o que se pode tornar ineficaz do ponto de vista ambiental em períodos em que o crescimento económico seja maior que o previsto. Para além disso nos casos em que as políticas ambientais estabelecem metas ambientais em termos quantitativos, o sistema de limites fixos e troca de direitos é mais vantajoso para além de ser administrativamente mais simples.

Em ambos os tipos de mercados pode ser permitido o crédito e o empréstimo de direitos de emissão de forma a flexibilizar o cumprimento. O crédito permite que os agentes “guardem” direitos de emissão resultantes das suas acções de redução para utilizarem em futuros períodos de cumprimento, o empréstimo ocorre quando num determinado período de cumprimento os agentes esgotem os seus direitos de emissões e aí poderão pedir direitos a períodos futuros tendo depois de cumprir as reduções equivalentes noutro período.

Os direitos de emissão atribuídos aos agentes participantes no mercado podem ser distribuídos gratuitamente (*grandfathering*), vendidos, leiloados ou uma combinação destas opções. Segundo alguns autores o leilão das licenças de emissão permite corrigir outras distorções de mercado com os rendimentos obtidos ou compensar aqueles que possam ser afectados pela implementação do mercado garantindo uma maior eficiência económica do instrumento. Pois argumentam que a distribuição gratuita das licenças permite que empresas que não possuem capacidade económica para comprar licenças continuem em actividade e dá um benefício extra aos agentes que iriam reduzir as emissões independentemente da implementação do mercado. A distribuição gratuita das licenças aumenta a participação e o apoio político ao sistema tornando-o mais aceitável em termos sociais. Segundo (Tietenberg, 2001) é indiferente a forma de alocação inicial dos direitos de emissão pois devido à sua transferebilidade estes irão sempre acabar onde são mais custo-eficazes.

Para garantir que o mercado efectivamente funciona é necessário que exista uma autoridade que o implemente e garanta que em caso de não cumprimento os agentes são penalizados. Sendo esta normalmente também responsável pela monitorização do mercado e à qual os agentes têm que reportar e entregar os seus direitos no final de cada período de cumprimento.

---

O CELE é um dos principais instrumentos da política climática da EU devido à eficiência económica na redução de emissões de GEE que lhe está associada. Na fase experimental do sistema que decorreu entre Janeiro de 2005 e Dezembro de 2007 o CELE tornou-se no maior mercado de direitos transaccionáveis de carbono representando cerca de 67% da quantidade transaccionada e 81% e do valor total do mercado a nível global e permitiu criar as infra-estruturas necessárias à monitorização, reporte, verificação e registos dos direitos de emissão (COM(2008)16 final, 2008).

Na segunda fase do CELE, que corresponde também ao primeiro período de cumprimento do PQ (2008-2012), participam no mercado para além dos actuais 27 estados membros da EU a Noruega, a Islândia e o Liechtenstein. Estão incluídas no comércio as emissões de CO<sub>2</sub> de 10000 instalações provenientes dos sectores da energia e indústria que representam cerca de metade das emissões de CO<sub>2</sub> da UE e 40% do total das emissões de GEE. As actividades abrangidas pelo CELE listadas no Anexo I da Directiva 2003/87/CE, e são seguidamente apresentadas:

*Actividades no sector da energia:*

- Instalações de combustão com uma potência térmica nominal superior a 20 MW (com excepção de instalações para resíduos perigosos ou resíduos sólidos urbanos);
- Refinarias de óleos minerais;
- Fornos de coque;

*Produção e transformação de metais ferrosos*

- Instalações de ustulação ou sinterização de minério metálico (incluindo sulfuretos);
- Instalações para a produção de gusa ou aço (fusão primária ou secundária), incluindo vazamento contínuo, com uma capacidade superior a 2,5 toneladas por hora;

*Indústria mineral*

- Instalações de produção de clínquer em fornos rotativos com uma capacidade de produção superior a 500 toneladas por dia ou de cal em fornos rotativos com uma capacidade de produção superior a 50 toneladas por dia, ou noutros tipos de fornos com uma capacidade de produção superior a 50 toneladas por dia;
- Instalações de produção de vidro, incluindo fibra de vidro, com uma capacidade de fusão superior a 20 toneladas por dia;
- Instalações de fabrico de produtos cerâmicos por cozedura, nomeadamente telhas, tijolos, tijolos refractários, ladrilhos, produtos de grés ou porcelanas, com uma capacidade de produção superior a 75 toneladas por dia e/ou uma capacidade de forno superior a 4 m<sup>3</sup> e uma densidade de carga enforcada por forno superior a 300 kg/m<sup>3</sup>;

*Outras actividades*

- Instalações industriais de fabrico de:
  - a) Pasta de papel a partir de madeira ou de outras substâncias fibrosas;
  - b) Papel e cartão com uma capacidade de produção superior a 20 toneladas por dia.

O CELE é um sistema de limites fixos e troca de direitos cujas unidades dos direitos de emissão são as *EU allowance (EUA)*- doravante referidas como licenças de emissão - que correspondem à emissão de uma tonelada de CO<sub>2</sub> num determinado ano. Existindo portanto um limite máximo de licenças emitidas e que podem ser transaccionadas no mercado.



---

A alocação das licenças de emissão às instalações abrangidas pelo Anexo I da Directiva, é feita a nível de cada EM através do desenvolvimento de um Plano Nacional de Alocação em que é definido a quantidade total de licenças de emissão a atribuir em cada período e o método de atribuição das mesmas. Sendo que a Directiva definiu a atribuição de licenças de emissão de forma gratuita às instalações de pelo menos 95% das licenças na fase experimental e 90% na segunda fase, o que permite aos EM's leiloarem as restantes licenças criando assim um esquema híbrido de distribuição das mesmas, se o desejarem. O crédito das licenças de emissão é permitido entre os três anos da fase experimental do mercado tendo cada um dos EM's de decidir se é possível creditar as licenças entre períodos de cumprimento.

Em cada EM o CELE é supervisionado por uma entidade nacional competente para o efeito aprovada pelo governo. Uma das principais actividades da autoridade competente é implementar e gerir o sistema electrónico de registo de licenças de emissão, visto que as licenças apenas existem nesse formato. Os vários EM's têm que garantir que os sistemas implementados permitem a transferência das emissões entre instalações de um mesmo EM, e entre instalações de diferentes EM's.

Em cada ano as instalações participantes no CELE têm que reportar à autoridade competente as emissões desse ano e entregar o número de licenças de emissão correspondente às emissões ocorridas. A autoridade competente deve proceder à verificação das emissões de forma a garantir a fiabilidade da informação fornecida pelas instalações.

As penalizações às instalações pelo incumprimento da entrega das licenças de emissão foi de 40€ por tonelada de CO<sub>2</sub> na fase experimental do mercado e na fase seguinte serão de 100€ por tonelada de CO<sub>2</sub> em excesso. O pagamento destas multas não liberta os agentes da entrega das licenças de emissão em falta.

A Directiva 2004/101/CE introduz alterações à Directiva que regula o CELE estabelecendo as regras de reconhecimento dos créditos de emissão provenientes dos mecanismos de desenvolvimento limpo e implementação conjunta. Sendo que na primeira fase do CELE apenas poderão ser usados os créditos gerados pelos MDL para o cumprimento das metas de emissão por parte das instalações e dos estados membros, na segunda fase poderão ser usados ambos. Os pressupostos que fundamentaram estas alterações é a liquidez introduzida no mercado e a maior diversidade de opções de redução de CO<sub>2</sub> disponíveis com estes mecanismos o que induz uma diminuição dos preços das licenças de emissão no CELE. Por outro lado o aumento da procura de créditos provenientes de projectos de MDL aumentará o seu preço levando a alguma convergência com o preço das licenças de emissão do CELE e aumentando também o investimento em projectos de desenvolvimento sustentável.

Apesar destes créditos poderem ser usados por todos os países participantes no PQ, o seu uso dos deverá respeitar o princípio de complementaridade, sendo que mais de metade das reduções terá que ser alcançada através de medidas internas a nível do EM ou da instalação. Segundo a Directiva 2004/101/CE os EM podem decidir em limitar ou não o número máximo de créditos provenientes dos mecanismos de flexibilidade utilizados pelas instalações do CELE.

---

O Plano Nacional de Alocação de Licenças de Emissão (PNALE) é parte integrante da estratégia portuguesa de cumprimento das metas estipuladas pelo acordo de partilha de responsabilidades da UE, conjuntamente com o Plano Nacional de Alterações Climáticas (PNAC) e com o Fundo Português de Carbono.

O PNALE II foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros nº 1/2008 de 4 de Janeiro e estabelece a quantidade total de licenças de emissão a atribuir e o respectivo método de atribuição para as instalações abrangidas pelo CELE para o período 2008-2012. As instalações existentes para efeitos do comércio de emissões, e as respectivas licenças de emissão alocadas encontram-se no Despacho Conjunto n.º 2836/2008 de 5 de Fevereiro.

Os pressupostos de referência do PNALE II são os mesmos utilizados no PNAC 2006, sendo que as políticas e medidas que se encontravam em vigor ou foram adoptadas até 1 de Janeiro de 2005 estão integradas no cenário de referências, e as políticas e medidas adoptadas posteriormente são consideradas adicionais.

As projecções das emissões de GEE constantes no PNAC 2006 para o ano médio (2010) do período 2008-2012 apontam para 87,96 Mt CO<sub>2e</sub>/ano a contabilização das emissões provenientes das alterações dos usos do solo e das florestas provoca uma diminuição de 3,36 Mt CO<sub>2e</sub>/ano, o que resulta num balanço líquido de 84,60 Mt CO<sub>2e</sub>/ano. Este valor é superior à meta estabelecida no âmbito do acordo de partilha de responsabilidades, que estipula que Portugal não pode aumentar as suas emissões em mais de 27% relativamente às emissões de 1990 o que em termos quantitativos representa 77,19 Mt CO<sub>2e</sub>/ano.

O deficit de emissões de 7,41 Mt CO<sub>2e</sub>/ano será colmatado através das políticas e medidas adicionais (PMA's) constantes no PNAC 2006 em 3,69 Mt CO<sub>2e</sub>/ano, e as restantes 3,72 Mt CO<sub>2e</sub>/ano recorrendo à compra de créditos provenientes dos mecanismos de flexibilidade de Quioto financiados pelo Fundo Português de Quioto.

A projecção das emissões das actividades incluídas no CELE para o ano médio tendo em conta, as orientações da Comissão Europeia, as alterações introduzidas pela definição alargada de instalação de combustão e o impulso dado às actividades de co-geração são de 36,87 Mt CO<sub>2e</sub>/ano. As PMA's aplicáveis às actividades CELE contabilizam uma redução de 1,04 Mt CO<sub>2e</sub>/ano no valor destas o que perfaz um total de 35,82 Mt CO<sub>2e</sub>/ano, destas apenas 32,82 Mt CO<sub>2e</sub>/ano são atribuídas às instalações existentes sendo as restantes 3,0 Mt CO<sub>2e</sub>/ano para a reserva de novas instalações. De forma a garantir o crescimento económico o estado português prevê reforçar a reserva para as novas instalações em 2,08 Mt CO<sub>2e</sub>/ano recorrendo à compra de créditos financiados pelo Fundo Português de Carbono.

As licenças de emissão alocadas às instalações existentes pelo PNALE II serão na sua totalidade gratuitamente distribuídas. As licenças de emissão de instalações que cessem a sua actividade serão reencaminhadas para a reserva de novas instalações, esta garante que também as novas instalações possuem licenças de emissão gratuitas que são alocadas por ordem cronológica. São também consideradas como novas instalações os investimentos em instalações existentes em que ocorra um aumento de pelo menos 10% da capacidade produtiva.

---

A utilização pelas instalações abrangidas pelo CELE de licenças de emissão provenientes de projectos incluídos no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e de Implementação Conjunta está limitada a 10%, existindo no entanto excepções.

Segundo o PNALE II “a atribuição das licenças de emissão a cada instalação resultaram de uma metodologia *bottom-up*, instalação a instalação, com base nas respectivas necessidades e no potencial de redução de emissões”. A única excepção foi para o sector electroprodutor centralizado do continente cujo tecto foi determinado através da subtracção do número de licenças atribuídas às novas instalações, às instalações dos outros sectores de actividade e às instalações electroprodutoras das regiões autónomas.

O CELE continuará a ser um dos mais importantes instrumentos da estratégia europeia de mitigação de emissões de GEE e irá desempenhar um papel fundamental para atingir o objectivo de pelo menos 20% de redução das emissões de GEE em 2020 relativamente aos níveis de 1990. A proposta da Comissão para a revisão do CELE (COM(2008)16 final, 2008) estima que as actividades incluídas no mercado irão contribuir em 2020 com uma redução de 21% das emissões de GEE relativamente às suas emissões de 2005, e os sectores não incluídos no mercado irão contribuir com uma redução de 10% das emissões de GEE relativamente às suas emissões de 2005.

No referido documento encontram-se também várias propostas de alteração do funcionamento do CELE, que resultaram da avaliação do primeiro período de cumprimento, e cujos objectivos são tornar o instrumento mais previsível em termos das expectativas de redução ao longo do tempo para os sectores abrangidos, e melhorar a harmonização entre EM o que o tornará mais simples e transparente logo mais atractivo à ligação com outras regiões e países.

Uma das principais alterações propostas é definição de um número máximo de licenças de emissão a nível da UE, deixando de existir metas nacionais bem como os respectivos planos de alocação. O tecto máximo diminuirá de uma forma linear ao longo dos oito anos do terceiro período de cumprimento (2013-2020), e para além deste pelo menos até 2025 altura em que será revisto. O factor de redução linear é de 1,74% e será aplicado à média anual do total das licenças de emissão emitidas pelos EM's no segundo período de cumprimento, ajustado ao novo âmbito do sistema a partir de 2013. Sendo que a partir desse ano serão incluídas novas actividades tais como a produção de alumínio e amoníaco e dois novos GEE, o óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) os perfluorcarbonetos (PFCs).

A alocação das licenças de emissão irá sofrer também alterações pretendendo-se que a maior parte seja leiloadada em vez de distribuição gratuita, e no caso da distribuição gratuita tal será feito de acordo com regras comuns. Prevê-se que em 2013, pelo menos 60% das licenças de emissão serão leiloadadas e que esta cota aumente até aos 100% no final do período. As actividades cujas licenças de emissão serão leiloadadas são a geração de electricidade centralizada e captura e sequestro de carbono, as restantes actividades sofrerão uma diminuição progressiva do número de licenças gratuitas. Poderão ocorrer excepções para sectores cuja competitividade seja colocada em risco. Para além disso os EM poderão também excluir do âmbito do CELE pequenas instalações desde que estas sejam sujeitas a outras medidas que induzam reduções equivalentes.

---

## 2.4 CURVAS DE CUSTO MARGINAL DE CONTROLO DE CO<sub>2</sub>

As curvas de custo marginal de controlo de CO<sub>2</sub> são frequentemente usadas para demonstrar as vantagens dos mercados de direitos transaccionáveis pois através das mesmas pode-se determinar os custos marginais, médios e totais e perceber a distribuição dos benefícios para as entidades abrangidas pelo instrumento.

Em economia o custo marginal é definido como o custo da última unidade produzida, o custo da unidade marginal (Neves, 1992). Da aplicação deste conceito ao controlo das descargas poluentes para o ambiente efectuadas pelas actividades económicas resulta o conceito de custo marginal de controlo de emissões que pode ser definido pelo custo marginal em atingir um determinado nível de emissões mantendo a quantidade produzida ou pela diminuição marginal dos benefícios para evitar a emissão da última unidade de poluição (Klepper e Peterson, 2005). A curva de custo marginal de controlo das descargas poluentes é a representação gráfica dos custos marginais em função da quantidade controlada.

A determinação das curvas de custo marginal “clássicas” enquadram-se na teoria do produtor e são utilizadas para a maximização do lucro. O lucro máximo por parte do produtor ocorre quando o preço de mercado de um produto iguala o custo marginal de produção, as curvas de custo marginal permitem determinar qual a quantidade a produzir para vários preços. As curvas de custo marginal de controlo da poluição possuem a mesma lógica, sendo que os custos resultam da implementação de tecnologias de produção eficientes, tecnologias de fim de linha de controlo de poluição, da alteração de combustíveis consumidos ou redução da quantidade produzida sendo que cada uma destas opções resulta numa determinada quantidade de redução de emissões. O nível de controlo ambiental a adoptar por uma entidade poluidora será induzido pela aplicação de um instrumento de política ambiental que pode dar um sinal de preço ou quantidade.

A Figura 2 ilustra a curva de custo marginal de controlo de emissões resultante da imposição de restrições crescentes às emissões de uma determinada região (R) no tempo (T). Se considerarmos uma determinada restrição à quantidade de emissões (q) o correspondente custo marginal de controlo da última unidade de poluição será dado pelo valor (p), e o custo total de controlo das emissões da região será obtido pela área abaixo da curva. (Ellerman e Decaux, 1998). O custo total de controlo das emissões vai depender da forma da curva e do nível de controlo estabelecido.

A utilização das curvas de custo marginal de controlo para estudar os efeitos dos instrumentos de política do ambiente resulta da assumpção que o sistema económico de um determinado país, região pode ser agregado numa curva de custo marginal (Klepper e Peterson, 2005). No caso das emissões de GEE o benefício ambiental do controlo das emissões é independente da localização geográfica onde as reduções ocorram.

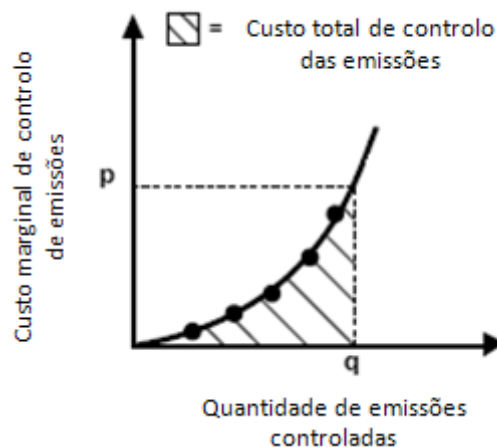


Figura 2 - Curva de custo marginal de controle de emissões, adaptado de (Ellerman e Decaux, 1998)

Segundo (Ellerman e Decaux, 1998) no caso do controle das emissões de GEE onde o benefício ambiental do controle das emissões é independente do local onde as reduções ocorram, se várias regiões se comprometerem a atingir um determinado nível de controle de emissões no mesmo período de tempo e caso os custos marginais de controle difiram entre regiões, então a agregação dos custos totais de controle de CO<sub>2</sub> será inferior à soma dos custos totais de controle das regiões.

Também Criqui *et al* (1999) explicitam a redução dos custos totais de controle de CO<sub>2</sub> recorrendo às CCM, tal como se explicita seguidamente. A Figura 3 representa as CCM para as regiões A e B, sendo que a região B possui um nível de controle de emissões maior que a região A mas um custo marginal de controle inferior, tal não implica que os custos totais de controle das emissões sejam menores que os da região A. Os custos totais de redução vão depender do efeito do preço e da quantidade.

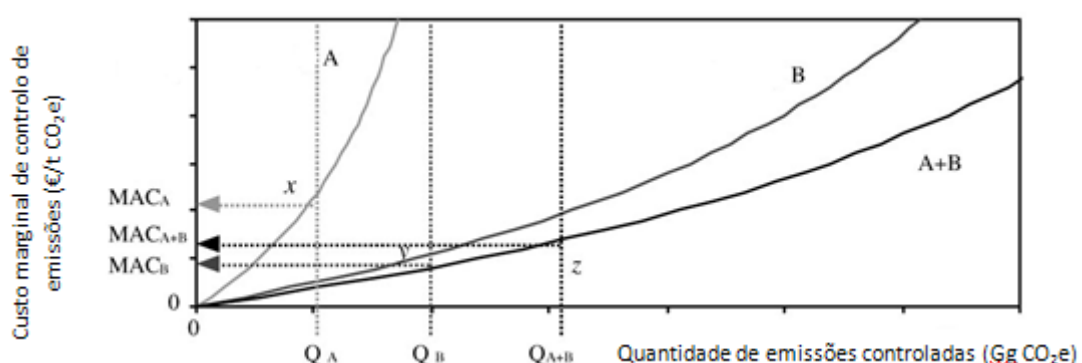


Figura 3 – Agregação das curvas de custo marginal de controle de CO<sub>2</sub>, adaptado de (Criqui, et al., 1999)

Se ambas as regiões se comprometerem com níveis de controle de emissões correspondentes a  $Q_A$  e  $Q_B$ , o custo total de redução das emissões será igual à soma dos custos totais para a região A - integral da área entre os pontos  $(0, Q_A, x)$  - e para a região B - integral da área entre os pontos  $(0, Q_B, x)$ . Se for introduzida alguma flexibilidade no controle das emissões dá-se então a soma da

quantidade de emissões a controlar ( $Q_{A+B}$ ) e das CCM de A e B originando uma nova curva (A+B) cujo custo total de controlo das emissões - integral da área entre os pontos ( $0Q_{A+B}Z$ ) – é inferior à soma dos custos totais de redução da região A e B, como se pode ver na Figura 1.

No caso da criação de um mercado de direitos transaccionáveis as regiões irão trocar direitos de emissão até ao ponto em que os seus custos marginais de controlo igualem o preço de mercado dos direitos de emissão que é dado pelo custo marginal P de controlo das emissões  $Q_{A+B}$ . Na Figura 4 podemos ver que a região A irá controlar as suas emissões até  $Q'_A$  tendo que comprar os direitos de emissão que perfazem a diferença entre  $Q'_A$  e  $Q_A$  ao preço de mercado P, o custo total da compra dos direitos é igual à área do rectângulo da esquerda. A região B irá controlar as suas emissões acima do nível de controlo estabelecido até ao ponto  $Q'_B$ , vendendo os direitos de emissão em excesso ao preço de mercado P, o benefício total da venda dos direitos é igual à área do rectângulo da direita.

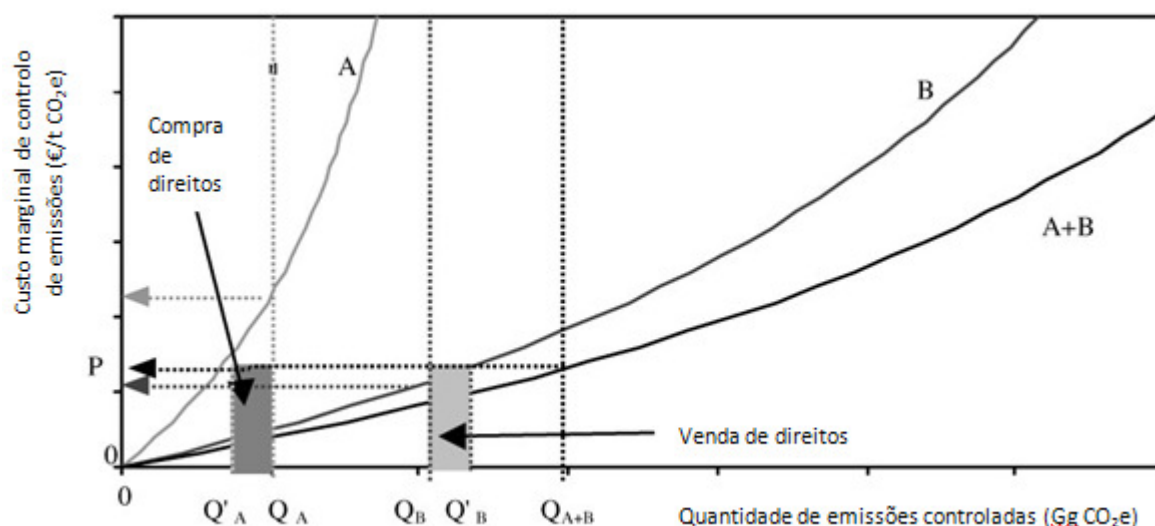


Figura 4 – Troca de direitos de emissão, adaptado de (Criqui, et al., 1999)

Assim ambas as regiões beneficiam com a implementação do mercado de direitos transaccionáveis, a região A compra direitos de emissão que lhe permitem cumprir o seu nível de controlo de emissões a um custo inferior ao seu custo marginal de controlo de  $CO_2$  e a região B vende os seus direitos em excesso ao preço de mercado. Este raciocínio pode ser ampliado para N regiões constituindo a base teórica que valida a eficiência económica atribuída aos mercados de direitos transaccionáveis.

Existem dois tipos principais de abordagens para avaliar os efeitos económicos das políticas climáticas e para gerar as CCM de controlo de  $CO_2$  para diferentes regiões os modelos *bottom-up* do sistema energético e os modelos *top-down* do sistema económico, as suas principais diferenças centram-se na ênfase dada aos detalhes tecnológicos do sistema energético e nas interações da economia.

Segundo (Bohringer, et al., 2008) os modelos *bottom-up* representam um equilíbrio parcial do sistema energético, possuindo um grande número de tecnologias que captam o efeito de

---

substituição dos vectores energéticos ao nível da energia primária e final, da substituição de processos ou de aumentos de eficiência. São normalmente programas de optimização que determinam a combinação de tecnologias do sistema energético que satisfazem a procura de serviços de energia final quando sujeitos a restrições que podem ser de natureza técnica ou política. Uma das principais desvantagens da sua utilização é que estes não levam em conta os efeitos macroeconómicos da implementação das políticas energéticas-ambientais.

Os modelos *top-down* são denominados de equilíbrio geral e combinam as assumpções do comportamento económico racional por parte dos agentes com as condições de equilíbrio, possuindo uma vasta representação da economia e das suas interacções. Normalmente possuem uma representação muito limitada do sistema energético, sendo os processos de transformação de energia caracterizados por funções lineares de produção que captam o efeito de substituição tecnológica através de elasticidades de substituição. As consequências da falta de detalhe tecnológico destes modelos é que estes podem não avaliar correctamente as opções tecnológicas necessárias à implementação das políticas energéticas-ambientais, bem como desrespeitar leis físicas fundamentais da conservação da matéria e energia.

Nestas duas categorias de modelos a determinação das CCM pode ser feita através de uma taxa sobre o carbono ou na imposição de restrições às emissões correspondentes a diferentes níveis de redução, ambos os métodos resultam em alterações tecnológicas, mudanças de comportamento e ajustamentos na procura dos serviços de energia. A taxa sobre o carbono é aplicada a todas as áreas de consumo de combustíveis fósseis sendo que o resultado do modelo é a quantidade de redução de emissões obtida a determinado valor da taxa sobre o carbono. A imposição de restrições às emissões dá-nos o custo de cumprimento da restrição associado a um determinado nível de redução. A aplicação de valores crescentes das taxas de carbono e de reduções de emissões permite construir a curva de custo marginal de controlo das emissões.

---

### 3 METODOLOGIA

Para a determinação das curvas de custo marginal de controlo (MACC) de CO<sub>2</sub> dos sectores industriais em estudo adoptou-se uma ferramenta de modelação denominada TIMES que permite a representação do sistema energético-económico a várias escalas. Este é um modelo *bottom-up* de optimização que permite uma descrição detalhada das tecnologias e processos do sistema energético e cuja função objectivo é a maximização do benefício total.

A escolha desta ferramenta de modelação deveu-se à existência da implementação da mesma ao sistema português, a versão TIMES\_PT, que se encontra também calibrado para o ano 2000 e validado para 2005, sendo este processo explicitado em (Simões, S., Cleto, J., Fortes, P., Seixas, J., Huppes, G. 2008).

Através do TIMES\_PT fez-se a construção de um cenário base que pretende replicar a situação de referência do país de 2000 a 2005, e simular a evolução do mesmo até 2030 atendendo aos principais pressupostos de política em vigor até 2005, conforme descritos na secção de caracterização dos cenários. Para a construção deste cenário foram também considerados os comentários dos grupos de interesse dos sectores em estudo que foram efectuados no âmbito de um pedido de validação de informação, conforme descrito na secção de validação. Com este cenário base traçou-se a evolução do sistema e consequentemente das emissões até 2030.

É parte integrante do cenário base o tecto nacional de emissões de CO<sub>2</sub> estabelecido com base na meta de GEE acordada para Portugal no âmbito do acordo de partilha de responsabilidades da União Europeia para o cumprimento do Protocolo de Quioto. Apesar de este acordo vigorar apenas no período de 2008 a 2012 o tecto nacional de emissões foi mantido constante até 2030 por se considerar que se irá manter um nível de restrição de emissões semelhante à luz do actual desenvolvimento das políticas ambientais.

Para determinar as MACC foram desagregadas as emissões dos vários sectores. Seguidamente foram sendo impostas restrições crescentes às emissões de CO<sub>2</sub> a cada um dos sectores isoladamente, tendo como ponto de partida o valor das emissões sectoriais em 2015. As restrições mantêm-se constantes entre o período de 2015 a 2030 e variam de -1% a -90% das emissões de CO<sub>2</sub> do sector relativamente às emissões no cenário base em 2015.

Após a imposição das restrições comparou-se a evolução dos sectores no cenário base e com a imposição de restrições às emissões de forma a avaliar-se as alterações induzidas pelas mesmas na actividade das tecnologias, no consumo de combustíveis e nas emissões sectoriais. Para além disso comparou-se o custo do sistema com as restrições e no cenário base de forma a aferir o custo do cumprimento das restrições às emissões de CO<sub>2</sub>.

No caso da impossibilidade de cumprimento das restrições sectoriais pelo TIMES\_PT é avaliado a evolução do sector no cenário base relativamente às novas tecnologias disponíveis, aos consumos de combustíveis e emissões sectoriais. Seguidamente construi-se vários indicadores que permitem perceber o nível de desempenho ambiental do sector comparando-os com os valores constantes nos documentos de referência das melhores técnicas disponíveis a nível sectorial.



### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DO MODELO TIMES

O modelo The Integrated MARKAL-EFOM System (TIMES), foi desenvolvido pela Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) da Agência Internacional de Energia (IEA), e resulta da fusão e aperfeiçoamento dos dois anteriores modelos de base tecnológica o MARKAL-MARKet Allocation Model e o EFOM - Energy Flow Optimisation Model, ambos criados nos anos 80.

O TIMES é um gerador de modelos económicos de base tecnológica que pode ser aplicado a nível local, nacional, regional ou multi-regional e que permite inferir a dinâmica dos sistemas energéticos a longo prazo e em diversos períodos, com recurso a uma base de dados tecnológica. O principal objectivo do TIMES é providenciar os serviços de energia ao menor custo global, para tal considera em simultâneo opções de investimento e operação de determinadas tecnologias, fontes de energia primária e importações e exportações de energia. A minimização do custo do sistema é obtida através do equilíbrio entre os preços e as quantidades produzidas, assim no TIMES em cada período os fornecedores de energia e materiais produzem a quantidade exacta procurada pelos consumidores. (Loulou, et al., 2005)

Na construção de num cenário de referência o utilizador abastece o modelo de estimativas da procura dos serviços de energia final, do stock dos actuais equipamentos produtores e consumidores de energia nos diversos sectores, as características das tecnologias futuras e as fontes e potências de energia primária. Assim para responder ao aumento de procura de um serviço de energia o TIMES pode utilizar de forma mais intensiva os equipamentos existentes ou instalar novos equipamentos que serão, provavelmente, mais eficientes. A escolha dos equipamentos de geração de energia a implementar é baseada numa análise comparativa das características das tecnologias alternativas, na economia dos sectores fornecedores de energia e em critérios ambientais.

A Equação 1 enuncia a função objectivo que permite ao TIMES determinar para cada ano de análise a combinação óptima de tecnologias que permite satisfazer a procura de serviços de energia ao menor custo para o sistema.

$$NPV = \sum_{r=1}^R \sum_{y=years} (1 + d_{r,y})^{REFYEAR-y} \times ANNCOST(r, y)$$

**NPV:** valor actualizado líquido dos custos totais

**ANNCOST:** custos anuais totais

**d:** taxa de actualização

**r:** região

**REFYR:** ano de referência para actualização

**YEARS:** conjunto de anos para os quais existem custos, todos os do horizonte de modelação

**Equação 1 – Função objectivo do TIMES adaptado de (Loulou, et al., 2005)**

---

Para cada ano o modelo TIMES calcula a soma actualizada dos custos anuais subtraindo as receitas. Sendo considerado como custos os custos de investimento, custos relativos a material retido na estrutura durante o tempo de vida da mesma, custos variáveis, custos fixos de operação e manutenção, custos de supervisão, custos de desmantelamento e impostos. Como receitas têm-se em conta os subsídios a recuperação do material usado e o seu valor residual. Para obter mais informações sobre o desenvolvimento e as equações do modelo TIMES podem ser encontradas em (Loulou, et al., 2005).

Este modelo é particularmente adequado para a exploração de futuras configurações do sistema energético através da utilização de cenários contrastados. Entendendo-se como um cenário um conjunto de assumpções coerentes sobre a trajectória futura dos principais *drivers* do sistema que conduzem a uma organização futura coerente do mesmo. Para a definição completa de um cenário é necessário fornecer a procura de serviços de energia, os potenciais de energia primária, um conjunto de políticas e a descrição das tecnologias (Loulou, et al., 2005). Tendo em conta estas características os modelos TIMES são bastante utilizados para avaliar o impacto de políticas de energia e ambiente e para preparar avaliações tecnológicas, tais como normas de construção, impostos sobre produtos energéticos ou emissões, padrões de intensidade de emissões (Simões, et al., 2008).

As seguintes secções ( 3.1.1,3.1.2,3.1.3) que descrevem a aplicação do modelo TIMES ao caso português foram adaptadas a partir das seguintes publicações onde poderá ser encontrada informação mais detalhada sobre o modelo TIMES\_PT: (Simões, et al., 2008), (Cleto, et al., 2007) e (Simões, et al., 2007).

### 3.1.1 TIMES\_PT

O modelo TIMES\_PT tal como o nome indica, resulta da implementação do modelo TIMES para Portugal e foi feita pelo Departamento de Ciências e Tecnologia da FCT/UNL no âmbito do projecto europeu New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS). Este projecto visa a construção de um modelo pan-europeu cujo objectivo é permitir a estimativa dos custos totais europeus (incluindo externalidades) da produção e consumo de energia.

A equipa do projecto NEEDS é responsável pela estrutura do modelo e base de dados de tecnologias futuras (a partir do ano base, ano 2000). A equipa da FCT/UNL é responsável pela informação do ano base, pela validação da base de dados de tecnologias futuras e pela calibração e validação do modelo nacional, para além de diversos ajustes na estrutura do modelo. O modelo TIMES\_PT implementado para 2000 a 2030 considera os seguintes sectores do sistema energético nacional: extracção e preparação de energia primária; geração de electricidade; indústria (estão desagregados os sub-sectores cimento, vidro, cerâmica, aço, química, pasta de papel e papel, cal e outras industriais); residencial; terciário; agricultura e transportes. A Figura 5 representa a estrutura do TIMES\_PT bem como os seus principais inputs e outputs de energia e materiais. (Nunes e Simões, 2007) .

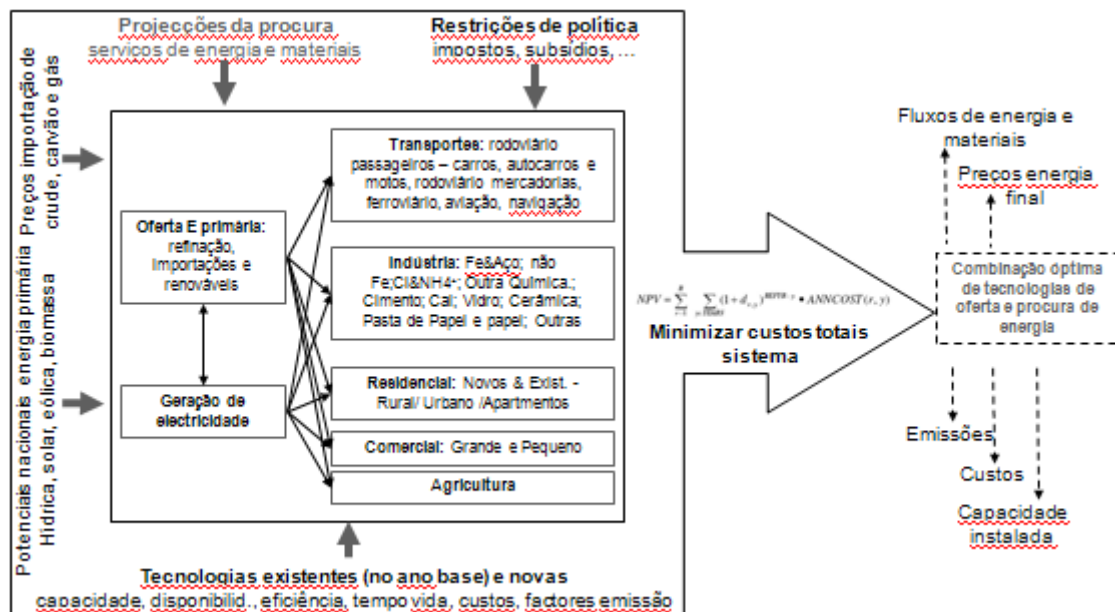


Figura 5 -Estrutura do modelo TIMES\_PT, adaptado de (Cleto, et al., 2007).

Os principais resultados obtidos com o TIMES\_PT são a capacidade instalada das diferentes tecnologias, as emissões de GEE, os fluxos primários e finais de energia e materiais, preços finais de energia e o custo total do sistema. Deve ter-se em que o TIMES\_PT não é um modelo económico e como tal não considera em detalhe as curvas da procura e da oferta e outros aspectos não racionais que condicionam o investimento em novas tecnologias mais eficientes, tais como preferências estéticas ou status social. O modelo assume também que os vários actores no mercado têm perfeito conhecimento da evolução do mesmo (Simões, et al., 2008).

No TIMES\_PT são considerados os custos de investimento, os custos fixos e variáveis bem como os custos de manutenção das tecnologias de procura e oferta de energia. Os impostos sobre os produtos energéticos estão também incluídos nomeadamente IVA e o ISP que é diferenciado segundo o vector energético em causa. As receitas normalmente consideradas no modelo não estão incluídas no TIMES\_PT.

Os principais parâmetros utilizados pelo TIMES\_PT para explicitar as características técnico-económicas das tecnologias são:

- (1) Capacidade instalada da tecnologia pode ser expressa em GW, Mt ou PJ, aplica-se apenas para as tecnologias do ano base (Stock);
- (2) Actividade das tecnologias é o output da mesma e pode ser expressa em GWh, Mt ou PJ;
- (3) Ano a partir do qual a tecnologia se encontra disponível no mercado e pode ser implementada, aplica-se às novas tecnologias (START);
- (4) Disponibilidade das tecnologias é um factor teórico, que possui valores de zero a um, e traduz o número médio anual de horas em que a tecnologia opera tendo em conta avarias, pausas para manutenção e arranque, é utilizado apenas para as tecnologias de geração de electricidade centralizada. Por exemplo um factor de disponibilidade (AFA) de 0,9 implica que a tecnologia está disponível 7884h durante um ano;

- 
- (5) Eficiência da tecnologia (EFF) possui valores de zero a um, aplica-se às tecnologias de produção de energia, pois as restantes tecnologias estão modeladas por meio de balanços de massa e a eficiência é implicitamente considerada;
  - (6) Custo de investimento aplica-se apenas às novas tecnologias (INVCOST);
  - (7) Custos fixos anuais de operação e manutenção (FIXOM);
  - (8) Custos variáveis anuais de operação e manutenção (VAROM);
  - (9) Tempo de vida da tecnologia em anos (LIFE);

De uma forma geral as variáveis de actividade das tecnologias são expressas em energia (PJ), com excepção dos transportes cuja actividade é expressa em passageiros por kilometro (pkm) e tonelada por kilometro (tkm), e nos sectores da indústria modelados em função das quantidades produzidas a saber : vidro, papel, cimento e cal, amoníaco e cloro, ferro e aço. No caso das tecnologias de co-geração que produzem simultaneamente calor e electricidade, a variável de actividade são os GWh de electricidade produzida.

A capacidade instalada de uma tecnologia representa a capacidade máxima de produção da tecnologia sendo que o seu nível de actividade pode ser inferior ou até igual a zero. As novas tecnologias só perdem capacidade quando chegam ao fim do seu tempo de vida. As tecnologias do ano base vão perdendo capacidade de forma linear até ao fim do seu tempo de vida, o que pode não parecer uma assumção realista mas é necessário notar que no TIMES\_PT não estão modeladas tecnologias individualmente mas sim grupos de tecnologias. Ou seja, o stock de tecnologias de produção por exemplo de vidro de embalagem refere-se aos vários fornos existentes em Portugal pelo que é legítimo assumir que a sua substituição não seja simultânea.

No projecto europeu NEEDS assumiu-se que as tecnologias no ano base estariam a trabalhar à capacidade máxima, assim para permitir a satisfação do aumento da procura até 2005 dos vários materiais e serviços de energia - ano em que efectivamente novas tecnologias ficam disponíveis - criaram-se tecnologias intermédias que representam aumentos de capacidade às tecnologias do ano base e os custos associados a esses investimentos.

Os custos apresentados na caracterização das tecnologias do ano base e no perfil das novas tecnologias são referentes aos preços de 2000, os restantes custos (custos de sistema, custo marginal da redução da tonelada de CO<sub>2</sub>) são referentes ao ano indicado, sendo que o modelo utiliza uma taxa de actualização de 4%. Os custos de investimento das novas tecnologias apresentados são anualizados ou seja divididos pelo tempo de vida da tecnologia. Existem também tecnologias que apesar de serem iguais possuem escalas diferentes (grande, média e pequena) o que influenciam os custos das mesmas. Nos sectores cuja actividade é a produção de energia - geração de electricidade centralizada e co-geração - os custos são indicados em M€<sub>2000</sub>/PJ ou M€<sub>2000</sub>/kWh. Nos sectores industriais os custos são indicados por unidade de produto final M€<sub>2000</sub>/Mt.

Os custos apresentados no perfil de novas tecnologias são iguais independentemente do cenário de restrição mas o custo total da tecnologia num determinado cenário vai depender da capacidade instalada, do nível de actividade, do custo do combustível e do ano em que é

implementada no sector. O custo do combustível inclui o custo de extracção/importação e de transporte e o custo de escassez.

As emissões da combustão das várias tecnologias baseiam-se em factores de emissão de CO<sub>2</sub> por combustível, indicados na Tabela 2, que se mantêm constantes ao longo de todo o período e que foram obtidos do Inventário Nacional de Emissões (IA, 2007). Considera-se que as tecnologias de captura e sequestro de carbono (CCS) possuem uma eficiência de remoção de 90% das emissões associadas à tecnologia.

**Tabela 2 – Factores de emissão de CO<sub>2</sub> por combustível**

Nome	Factor de emissão (Gg CO <sub>2</sub> /PJ)
Carvão <sup>3</sup>	98,30
Linhite	94,60
Coque	101,20
Fuelgás (Refugos e produtos intermédios)	56,10
Gasóleo	73,90
Fuel-óleo	77,40
Gás Natural	56,10
Biomassa	0,00
Biogás	0,00
Resíduos sólidos municipais	85,85
Resíduos industriais	85,85
GPL	63,10
LFO ( <i>light fuel oil</i> )	73,93
Nafta	73,30
Gás de Coque	108,20
Gás de Alto Forno	108,20
Lamas Industriais	85,85
DME	56,10
Metanol	56,10
Biodiesel	0,00
Produtos Petrolíferos (COM)	74,07
Produtos Petrolíferos (AGR)	73,30
Produtos Petrolíferos (RSD)	74,10
Produtos Petrolíferos (ELC)	75,34

Tal como foi já referido para implementação do TIMES\_PT foi necessário recorrer à especificação de diversos inputs exógenos (procura de serviços de energia; características técnico-económicas das tecnologias existentes no ano base, assim como das tecnologias futuras; e fontes de energia primária disponíveis actualmente e no futuro) sendo as fontes de informação utilizadas explicitadas nas secções seguintes.

<sup>3</sup> No sector comercial o factor de emissão do carvão é 97.56 Gg CO<sub>2</sub>/PJ.

### 3.1.2 EVOLUÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA E MATERIAIS

A procura dos serviços de energia e materiais são diferenciadas de acordo com o sector económico e o uso final. Estas foram geradas a partir das projecções macroeconómicas do modelo GEM-E3 no âmbito do projecto europeu NEEDS. Considerando-se para tal a União Europeia com 22 membros e com uma meta de crescimento do PIB entre 2 e 2,5% -dependendo do país em causa – o modelo GEM-E3 combina as projecções de crescimento da população, preços mundiais de energia, progresso tecnológico, intensidade energética e evolução da produtividade gerando uma série de *drivers* macroeconómicas nacionais. Sendo estas *drivers*: crescimento do PIB; consumo privado como *proxy* para o rendimento disponível; evolução dos preços e crescimento das produções sectoriais para a indústria, serviços, transportes e agricultura. A transformação destes drivers macroeconómicos em projecções de procura anual final ( $DEM_t$ ) é feita de acordo com a Equação 2 (Van Regermortere Kanudia, 2006)

$$DEM_t = DEM_{t-1} \times (1 + DRGR_t \times ELASI) \times (1 + PRGR_t \times ELASP) \times (1 - AEEi_t)$$

DEM – Procura Final (Materiais e Serviços de energia)

DGDR - Drivers macroeconómicas

ELASI and ELASP– Elasticidades das procuras finais aos *drivers* macroeconómicos, rendimento (ELASI) e preço (ELASP) fornecidos pela Universidade de Leuven

PRGR – factor de evolução dos preços proveniente do GEM-E3

AEE<sub>i</sub> - Aumento Autónomo de Eficiência na Indústria proveniente do GEM-E3

**Equação 2 – Função para gerar as procuras finais, adaptado de (Cleto, et al., 2007)**

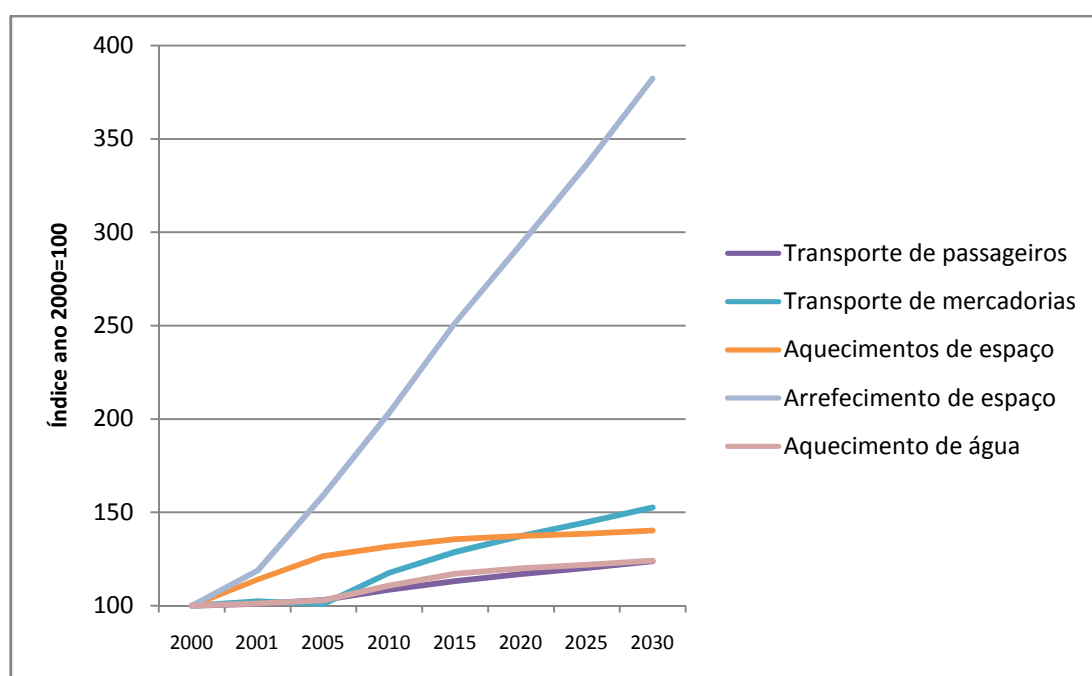
Os drivers macroeconómicos gerados pelo GEM-E3 foram validados através da comparação com os cenários nacionais demográficos, macroeconómicos e sectoriais e de um processo de consulta aos grupos de interesse. As principais alterações efectuadas foram no sector comercial e dos transportes nos quais as projecções geradas pelo GEM-E3 foram substituídas pelas procuras do Programa Nacional para as Alterações Climáticas - PNAC, (IA, 2006). Na Tabela 3 são apresentadas as tendências do crescimento da procura de alguns dos serviços de energia final e materiais considerados no TIMES\_PT. As procuras do vidro e do cimento são apresentadas na secção de validação visto que sofreram alterações devido à incorporação dos comentários dos respectivos sectores.

O maior crescimento da procura dá-se no arrefecimento de espaço seguida pelo aquecimento, como se pode também perceber pela Figura 6, tal crescimento reflecte o fraco conforto térmico dos edifícios do ano base e a tendência para o recurso a equipamentos de aquecimento e arrefecimento.

**Tabela 3 – Evolução da procura de alguns dos serviços de energia final e materiais considerados no TIMES\_PT (2000=100), adaptado de (Simões, et al., 2008)**

Tipo de procura/Ano	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Transporte de passageiros	100	103	109	113	117	120	124
Transporte de mercadorias	100	101	118	129	137	145	153
Aquecimento de espaço	100	127	132	136	137	139	140
Arrefecimento de espaço	100	159	203	252	294	336	382
Aquecimento de água	100	103	111	117	120	122	124
Outro vidro	100	140	146	151	156	157	158
Pasta de papel	100	97	106	109	111	112	114
Ferro e Aço	100	98	103	104	104	104	103

A ilustração da evolução da procura final dos sectores industriais encontra-se na secção de Validação, para além disso no ANEXO II encontram-se explicitadas todas as procuras de energia e materiais que o modelo tem que satisfazer.



**Figura 6 – Evolução da procura final dos serviços de energia e dos transportes**

### 3.1.3 OUTRAS FONTES DE INFORMAÇÃO EXÓGENA

As tecnologias de produção e consumos para o ano base (2000) foram caracterizadas em dois passos. Primeiro foi efectuada uma abordagem *top-down* usando os dados de consumo de energia do EUROSTAT e do balanço nacional de energia da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGGE) para especificar os consumos sectoriais que as tecnologias têm que cumprir. Os sectores consumidores intensivos de energia – produção de vidro, pasta e papel, produção de cloro e amoníaco, produção de cimento e cal e ferro e aço - são modelados em função da quantidade produzida pois reflecte melhor o seu desempenho, logo têm em conta o balanço de massa do sector sendo que para tal recorreu-se a dados da procura e consumo de materiais (INE, 2000).

---

As informações sobre a capacidade instalada, eficiência, disponibilidade, rácio input/output foram obtidas através de diversas fontes das indústrias nacionais e diversos estudos (IA, 2006); (CELPA, 2003); (DGGE, 2005); (EDP, 2002); (EDM, 2005); (ERSE, 2001); (ERSEa, 2006); (IGM, 2000); (INETI, 2003); (INE, 2000); (LIPOR, 2005); (REN, 2005); (REN, 2006); (SEIA, 2000); (PEGOP, 2005); (Turbogás, 2005); (VALORSUL, 2005)). Sendo que para os valores dos custos fixos e variáveis das tecnologias de geração centralizada de electricidade recorreu-se a informações constantes no relatório de ambiente (EDP, 2002) para as restantes tecnologias utilizaram-se dados do Centro de Estudios Energéticas, Medioambientales Y Tecnológicos (CIEMAT). Seguidamente a abordagem *bottom-up* ajustou as especificações das tecnologias de forma a adquirirem coerência com as estatísticas de energia oficiais. Tendo sido realizados ajustes relevantes nos sectores do comercial e residencial sobre os quais não existe informação tão detalhada sobre as tecnologias existentes.

As tecnologias de geração centralizada de electricidade e co-geração para os restantes anos são provenientes de uma base de dados desenvolvida no âmbito do projecto NEEDS pelo Institute for Energy Economics and Rational Use of Energy (IER) da Universidade de Estugarda (Technology Database E3TDB - não disponível), com excepção das tecnologias de hidrogénio cuja caracterização é oriunda do projecto Cascade Mints (DLR, 2005). Os dados relativos à caracterização das novas tecnologias da indústria provêm das actualizações do relatório *Prospects for energy technology in the Netherlands* (ECN, 1995) e do projecto ICARUS-4 (Nieuwlaar, 2000).

As tecnologias de captura e sequestro do carbono foram consideradas de forma simplificada no TIMES\_PT devido à falta de informação disponível sobre o potencial de sequestro em Portugal. Assim foi assumido um potencial de sequestro de 5000 Gg CO<sub>2</sub>/ano a partir de 2015. Os custos das tecnologias de captura e sequestro de carbono estão incorporados nas diversas tecnologias de produção e consumo de energia através dos dados de custos disponibilizados em (IPCC, 2005) e (Hendriks, et al., 2004).

A definição dos potenciais nacionais de energia primária, que são essencialmente energias renováveis tais como – energia hídrica, solar, eólica, biomassa e biocombustíveis – foram baseados em diversos estudos nacionais e de dados fornecidos por peritos indicados na Tabela 4.

As projecções dos preços de importação de energia primária são adoptadas dos cenários da DG TREN e do IEA, nomeadamente os preços de 1,35-1,75 €/2000/GJ para o carvão, 6,51-5,79 €/2000/GJ, para o crude e 3,84-4,60 €/2000/GJ para o gás natural para os anos 2000 e 2020 (DG TREN, 2006). Estes são preços médios e não consideram os picos cujos efeitos devem-se a conjunturas específicas, assim no TIMES\_PT não estão considerados os picos do preço do petróleo devido a situações extremas tais como a instabilidade política e a eventos naturais.

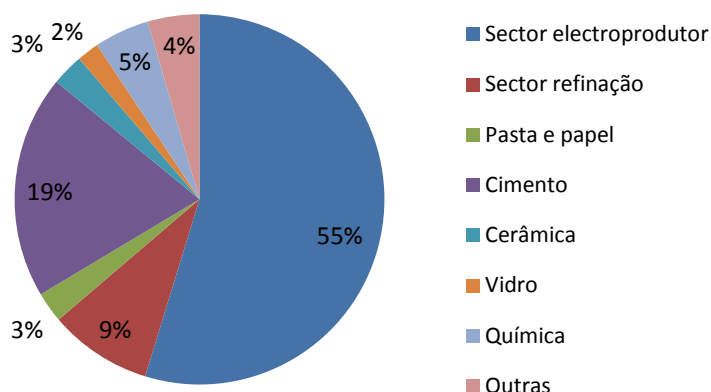


**Tabela 4 – Potenciais de energia primária considerados no TIMES\_PT**

<b>Energia Primária</b>	<b>Consumida em 2000 →Potencial em 2030 (% aumento até2030)</b>	<b>Referências</b>
<b>Biomassa (PJ)</b>	71,7→100 (+28%)	Estimativa
<b>Produção de biogás (PJ)</b>	0,1→29 (+100%)	(GPPAA-MADRP, 2005) e PNAC (IA, 2006)
<b>Colheitas para produção de biocombustíveis (PJ)</b>	0,0→15 (+100%)	Extrapolação baseada em (Gonçalves, et al., 2002a)
<b>Produção de Biocombustíveis (PJ)</b>	0,0→50 (+100%)	Estimativa baseada na capacidade a instalar em 2008
<b>Resíduos Municipais (PJ)</b>	7,3→10 (+27%)	Extrapolação com base no PNAC (IA, 2006)
<b>Resíduos industriais-Lamas (PJ)</b>	0,0→2 (+100%)	Estimativa
<b>Energia Hídrica (PJ)</b>	40,2→95 (+58%)	Pinho, M. (2007)
<b>Energia eólica - off shore (GW)</b>	0,0→2 (+100%)	Estimativa
<b>Energia eólica - on-shore (GW)</b>	0,1→5 (+98%)	Em 2010 : (Estanqueiro, 2004) e para 2010 assumpção conservadora baseado em Pinho, P. (2007)
<b>Energia solar para aquecimento de água e espaço (PJ)</b>	0,8→38 (+98%)	(Gonçalves, et al., 2002b)
<b>Energia solar para geração de electricidade (GW)</b>	0,0→2 (+100%)	Estimativa
<b>Energia Geotérmica (PJ)</b>	0,6→8 (+93%)	Extrapolação baseada em (Gonçalves, et al., 2002c)
<b>Energia das ondas (GW)</b>	0,0→5 (+100%)	(Cruz, et al., 2004)

### 3.2 ÂMBITO DO ESTUDO

As projecções das emissões de GEE constantes no PNAC 2006 para o ano médio (2010) do período 2008-2012 resultam num balanço líquido de 84,60 Mt CO<sub>2e</sub>/ano. As emissões das actividades do CELE, tendo em conta as emissões de combustão e processo, contabilizam 43% (36,10 Mt CO<sub>2e</sub>/ano) do total nacional, sendo a contribuição das emissões dos vários sectores para o total das emissões do CELE é ilustrada na Figura 7. O sector da co-geração no CELE é um sector disperso estando as suas actividades inseridas em vários sectores.



**Figura 7 – Emissões sectoriais das actividades incluídas do CELE**

A escolha dos sectores a incluir no âmbito de estudo teve em conta a contribuição das emissões dos mesmos para o total do universo CELE e também da sua capacidade de redução de emissões no TIMES\_PT através da melhoria tecnológica. Na figura anterior inferimos que no universo CELE o maior emissor é o sector electroprodutor, seguido do sector de produção de cimento e da refinação, os restantes sectores possuem emissões menores ou iguais a 5% do total.

Entre os sectores com uma contribuição superior a 5% do total de emissões do CELE, o sector da refinação não foi incluído pela sua fraca capacidade de redução de emissões devido às opções de modelação para o sector no âmbito do projecto NEEDS e que resultaram na criação de uma tecnologia genérica e flexível com capacidade de resposta ao consumo dos diversos combustíveis. Nos restantes sectores, ou seja aqueles com uma contribuição menor ou igual a 5%, a opção de modelação através de uma tecnologia genérica e flexível foi também tomada para a indústria química e no sector da cerâmica, sendo que também estes também não foram estudados. Assim os sectores incluídos no âmbito de estudo são a geração centralizada de electricidade, a co-geração, o sector do cimento, da pasta e papel e do vidro, sendo que estes perfazem 79% das emissões do universo CELE.

Dos sectores em estudo e tendo em conta as emissões verificadas em 2005 e as emissões reportadas nos Inventários Nacionais podemos considerar que 100% das emissões do sector electroprodutor, do cimento, e do vidro plano estão incluídas no CELE. No sector da produção de papel e de vidro de embalagem estão incluídas 34% e 96% respectivamente.

---

### 3.3 VALIDAÇÃO

Aos sectores em estudo durante o processo de construção do cenário base foi pedido uma validação das tecnologias e dos quantitativos de produção para o período de 2010 a 2020. Para tal foi fornecido a cada um dos sectores um pacote de informação contendo a descrição da modelação do sector no TIMES\_PT, a caracterização das respectivas tecnologias e o seu nível de actividade das para além das projecções dos quantitativos de produção. A validação do nível de actividade das tecnologias e da actividade global do sector permitiu perceber qual o grau de alteração tecnológica perspectivado pelo sector e as suas expectativas de crescimento.

Para o sector da geração centralizada de electricidade foi contactado o Engº Pedro Neves Ferreira da EDP, no sector da co-geração a COGEN Portugal - Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração, para o sector do cimento o Engº Carlos Oliveira da CIMPOR- Indústria de Cimentos, S.A. e o Engº Bravo Ferreira da SECIL- Companhia Geral de Cal e Cimento, S.A. , para o sector do vidro a Engº Isabel Valente da AIVE-Associação dos Industriais do Vidro de Embalagem e no sector da pasta e do papel o Engº Paulo Canaveira da CELPA- Associação da Indústria Papeleira.

À luz dos comentários recebidos do sector da geração de electricidade foi aumentada a capacidade instalada das centrais de ciclo combinado a gás natural de forma a corresponder à produtividade média das centrais em funcionamento em 2005 e foi também alterada a data de entrada das tecnologias com captura e sequestro de carbono de 2015 para 2020.

Os comentários do sector do cimento visaram a expectativa do sector em incorporar combustíveis alternativos tais como resíduos e biomassa para a produção de calor nos fornos de clínquer. Assim foi incorporada na tecnologia dos fornos de clínquer a possibilidade de consumo de biomassa até ao máximo de 40% do consumo total segundo os dados constantes no relatório de Possibilidades de Melhoria do Desempenho Energético do Sector Cimenteiro Nacional (ATIC, 2002). Para além disso foram fornecidos novos quantitativos de produção para o sector para o período em estudo e alterada a data de entrada das tecnologias com captura e sequestro de carbono de 2015 para 2020.

O sector do vidro tal como o sector do cimento reviu as projecções de crescimento do sector. Com os dados históricos de quantidades produzidas bem como projecções dos quantitativos de produção até 2020 fornecidos pelos sectores foram elaboradas novas procuras apresentadas na Tabela 5. Para gerar a procura destes sectores após 2020 ou seja até 2050, manteve-se constante a taxa de variação anual verificada para o período 2015-2020 dos dados dos quantitativos de produção cedidos pelos sectores.

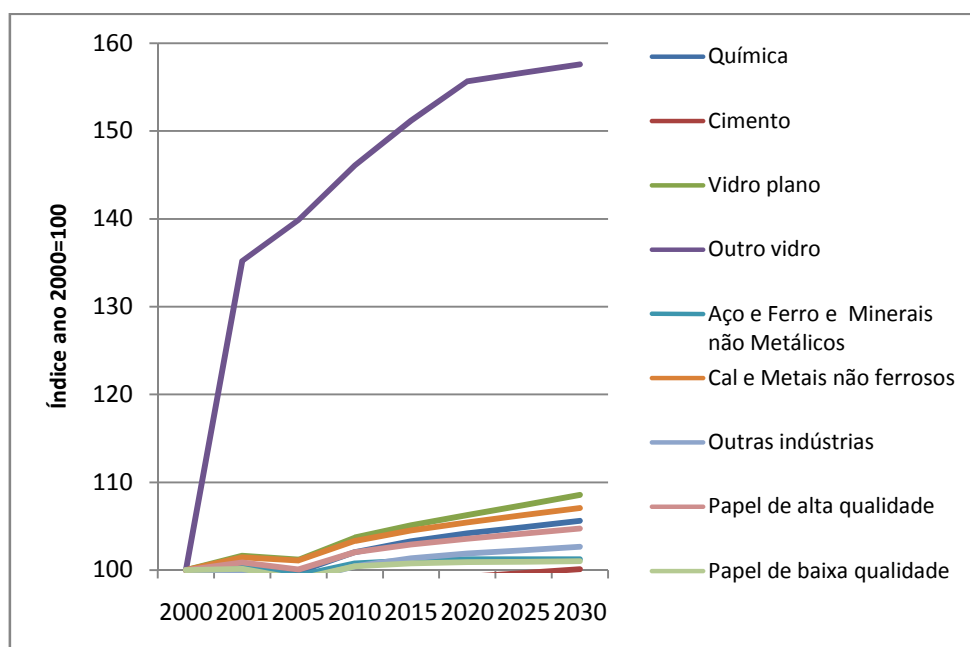
A procura do cimento foi revista em baixa devido à expectativa do sector que a produção nacional de cimento incorpore progressivamente cada vez mais clínquer importado, assim o VAB do sector que é o driver da procura utilizado pelo modelo GEM-E3 irá crescer mais do que a produção nacional. No caso do outro vidro, que engloba o vidro de embalagem, a cristalaria e o outro vidro, a procura foi revista em alta pois as previsões do sector apontam para uma taxa de crescimento

do VAB, e consequente produção nacional, maior do que a estimada pelo GEM-E3 em virtude dos grandes investimentos feitos no sector entre 2000 e 2010.

**Tabela 5- Alterações efectuadas na evolução da procura do cimento e do outro vidro**

	Cimento			Outro Vidro		
	GEM-E3	Nova procura	Diferença	GEM-E3	Nova procura	Diferença
2000	10,25	10,25	0,00	0,81	0,81	0,00
2001	10,39	10,08	-0,31	0,83	1,10	+0,27
2005	10,18	9,89	-0,28	0,81	1,30	+0,49
2010	11,38	8,96	-2,42	0,91	1,62	+0,70
2015	12,09	9,42	-2,68	0,98	1,92	+0,94
2020	12,72	10,52	-2,20	1,03	2,22	+1,19
2025	13,34	10,76	-2,58	1,09	2,29	+1,20
2030	14,00	11,00	-3,00	1,15	2,36	+1,21
2035	14,68	11,25	-3,43	1,21	2,44	+1,23
2040	15,34	11,50	-3,83	1,27	2,51	+1,24
2045	15,95	11,76	-4,18	1,33	2,59	+1,26
2050	16,49	12,03	-4,46	1,38	2,67	+1,29

A evolução da procura dos principais sectores industriais é ilustrada na Figura 8, sendo que estas (com excepção do outro vidro e cimento) foram elaboradas pelo GEM-E3 no âmbito do projecto europeu NEEDS e baseadas nos pressupostos de crescimento do PIB entre 2 e 2,5% ao ano e da população



**Figura 8 - Evolução da procura final dos sectores industriais**

---

---

## 4 CENÁRIOS

### 4.1 PRESSUPOSTOS DE POLÍTICA

Os pressupostos de política considerados no cenário base são aqueles que afectam de forma significativa o sistema energético/económico e que estavam em vigor até Dezembro de 2005. A saber as políticas e medidas consideradas no TIMES\_PT são:

- Exclusão da opção de entrada de energia nuclear no sistema devido à inaceitabilidade política da mesma no horizonte de tempo modelado;
- Um mínimo de electricidade gerada a partir de centrais de gás natural a ciclo combinado de 2005 a 2030 em concordância com as políticas de diversificação de fontes de energia e das medidas de apoio ao uso de gás natural. A electricidade gerada partir destas centrais corresponde a 2166 MW de capacidade instalada, ou seja a capacidade existente em 2005. Desta forma não foram consideradas as novas unidades de ciclo combinado previstas até 2015;
- A partir de 2020 estarão disponíveis tecnologias com captura e sequestro de CO<sub>2</sub> aplicáveis à indústria e geração de electricidade;
- Novas centrais de carvão estarão disponíveis apenas a partir de 2020 e serão implementadas com a tecnologia de CCS, de acordo a política de diversificação de fontes de energia e das medidas de apoio ao uso de gás natural e das políticas de controlo e redução de gases com efeito de estufa;
- No seguimento das políticas de gestão de resíduos continuar-se-á a gerar electricidade a partir de resíduos sólidos urbanos;
- Um mínimo de capacidade instalada de 1,1 MW em eólicas *onshore* em 2005 de forma a reflectir a existência de tarifas subsidiadas à produção de electricidade a partir de fontes renováveis, apesar de estas não estarem incluídas nos custos das tecnologias de geração de electricidade no TIMES\_PT;
- Um consumo de biocombustíveis nos transportes em 2010 equivalente de pelo menos 5,75% do consumo total de gasóleo e gasolina de acordo com a Directiva 2003/30/EC;
- Um mínimo de 39% de electricidade gerada a partir de fontes de energia renováveis para o cumprimento da Directiva 2001/77/EC;
- A partir de 2010 o total de emissões de CO<sub>2</sub> não pode exceder as 62.096 Gg de CO<sub>2</sub> de acordo com as metas estabelecidas no acordo de partilha de esforços da União Europeia no âmbito do Protocolo de Quioto;

### 4.2 RESTRIÇÕES DE EMISSÕES CONSIDERADAS NO MODELO TIMES\_PT E NO CENÁRIO BASE

No TIMES\_PT estão incluídas 80% das emissões nacionais que correspondem às emissões de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O resultantes da combustão e dos processos produtivos. Encontram-se excluídas as emissões de GEE originados pelo uso de solventes, gestão de resíduos, emissões fugitivas dos

---

combustíveis, f-gases e outras actividades agrícolas que não a combustão que perfazem os restantes 20% das emissões nacionais em 2010.

O limite às emissões correspondente aos compromissos assumidos no Protocolo de Quioto foi calculado com base nas emissões alocadas ao país para o primeiro período de cumprimento do PQ e na representatividade das emissões modeladas. Assim as 386.965,503 Gg de CO<sub>2</sub>e, correspondentes a 27% de aumento das emissões relativamente a 1990, foram divididas pelo número de anos do primeiro período de cumprimento de 2008 a 2012 o que resultou num limite anual de 77.391 Gg de CO<sub>2</sub>e. Como o TIMES\_PT lida apenas com 80% das emissões nacionais considerou-se esta proporção do limite anual como tecto de Quioto – 62.096 Gg de CO<sub>2</sub>e – que vigora de 2010 em diante.

O cenário de base é um cenário que pretende replicar a situação de referência do país de 2000 a 2005, e simular a evolução do mesmo até 2030 atendendo aos pressupostos de política enunciados anteriormente, ou seja considera o tecto nacional de emissões de CO<sub>2</sub> correspondente à meta de Quioto. Sobre este cenário BASE são impostas restrições de emissões de CO<sub>2</sub> sectoriais de forma a gerar as correspondentes MACC sectoriais. O ponto zero de cada curva de custo marginal sectorial (i.e. ponto em que não há qualquer redução de CO<sub>2</sub>) é obtido retirando ao cenário BASE a restrição às emissões totais de CO<sub>2</sub>, ou seja sem o tecto de Quioto. Assim esta restrição “zero” permite obter o custo marginal do cumprimento das metas de Quioto, assim como marcar o ponto zero das Curvas de Custo Marginal de CO<sub>2</sub>. As restrições sectoriais consideram para além do tecto de Quioto, uma restrição às emissões relativas ao sector a que dizem respeito. Considerou-se que à luz do actual desenvolvimento das políticas de combate às AC que o tecto máximo de emissões de Quioto (62.096 Gg de CO<sub>2</sub>) não será ultrapassado e como tal manteve-se esta restrição constante até ao final do período de estudo.

As restrições sectoriais iniciam-se em 2015 e mantêm-se constantes até 2030, sendo o primeiro período de cumprimento de 2010 a 2015, assim em 2015 o TIMES\_PT tem que verificar os valores das restrições impostas. Logo é no primeiro período de cumprimento que ocorrem as grandes alterações ao parque tecnológico e/ou à estrutura de consumo de combustíveis, logo é também neste período que se dão os principais custos (custos de investimento, custo da retirada antecipada de tecnologias) para o cumprimento das restrições e em que o custo marginal de controlo de CO<sub>2</sub> é mais diferenciado. A Figura 9 ilustra o efeito da imposição de restrições às emissões sectoriais, as restrições impostas aos diferentes sectores - geração centralizada de electricidade (ELC), co-geração (CHP), produção de cimento (ICM), produção de pasta e papel (IPP) e produção de vidro (IGL) - variam entre reduções de 1% a 90% das emissões de CO<sub>2</sub> do sector relativamente às emissões no cenário base em 2015.

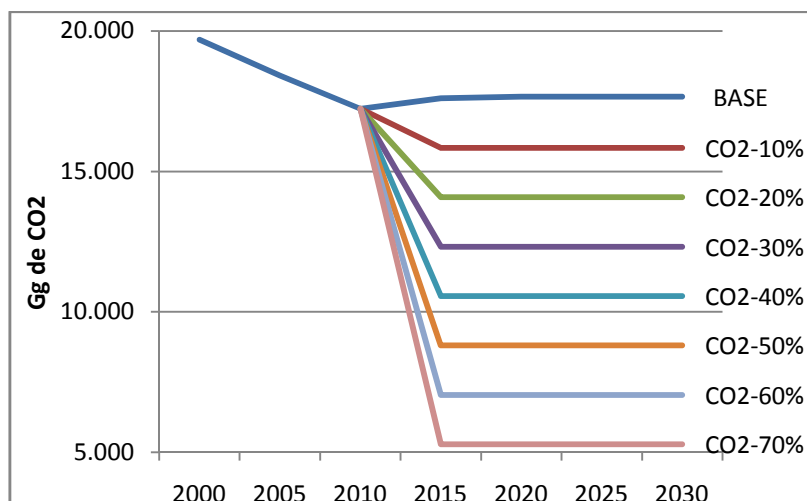


Figura 9 – Exemplificação das restrições às emissões impostas aos diversos sectores .

#### 4.3 LIMITAÇÕES E SIMPLIFICAÇÕES CONSIDERADAS PARA O DESENVOLVIMENTO DAS CCM

Com o intuito de forçar as restrições sectoriais a serem cumpridas exclusivamente através de alterações tecnológicas não são consideradas as elasticidades procura-preço associadas à procura dos vários serviços de energia e produtos finais, que induziam uma diminuição da procura proporcional ao aumento do preço. Pela mesma razão não é considerado o potencial dos sumidouros de carbono das florestas nacionais. Também não são considerados os impostos sobre os combustíveis (IVA e ISP) por se considerar que introduzem distorções nos custos variáveis de operação das tecnologias podendo influenciar a sua implementação.

Para além disso o aumento da procura terá que ser sempre satisfeita internamente ou seja não é possível recorrer à importação de produtos finais ou intermédios e as importações de energia final encontram-se limitadas. Assim, mesmo em restrições de emissões elevadas do sector de geração de electricidade centralizada e da co-geração não é possível importar electricidade para além dos limites máximos de importação. Da mesma forma, mesmo com elevados níveis de restrição às emissões dos sectores de produção de cimento, pasta e papel e vidro plano e de embalagem não é possível importar calor, clínquer ou pasta de papel que são produtos intermédios nem cimento, papel de alta e baixa qualidade, e vidro plano e de embalagem que são os produtos finais dos sectores.

Os limites à importação e exportação de electricidade foram impostos aquando o processo de calibração e validação do TIMES\_PT e servem para replicar a evolução esperada da importação e exportação de electricidade em consonância com a capacidade de intercomunicação das redes de transporte de electricidade, sendo que não estão consideradas as incertezas associadas à liberalização do mercado Ibérico de electricidade. Os limites são crescentes no período de 2000 a 2030 atingindo o máximo de 60 PJ de electricidade importada e 23 de electricidade exportada, o que representa uma taxa de variação anual de 4 e 2% respectivamente. Também no sector da co-geração foram introduzidas algumas limitações de forma a reflectir a dispersão geográfica da indústria, assim foi introduzido um limite máximo ao consumo de electricidade na indústria



---

gerada por tecnologias de co-geração. O valor de base foram os 32% de consumo de electricidade de co-gerações consumidos na indústria em 2001, em 2010 considerou-se 38% e em 2020 e 2030 o valor é de 45% e 50% respectivamente.

No processo de calibração do TIMES\_PT para o ano 2000 foram utilizados os balanços energéticos da DGGE e aos Inventários Nacionais de Emissões relativos a esse ano para validar os consumos de energia e as respectivas emissões. Em resultado do processo de consulta dos grupos de interesse no âmbito do projecto E2POL foram também alterados alguns parâmetros técnicos e económicos das tecnologias, sendo que o processo de calibração e validação do TIMES\_PT é descrito em (Cleto, et al., 2007), (Simões, et al., 2008). Neste trabalho não foram efectuadas alterações às tecnologias do ano base nem às constantes na base de dados de novas tecnologias (fontes da base de dados de novas tecnologias no capítulo 3.1.3), nem alterações de base à modelação dos sectores por se considerar que estava fora do âmbito do mesmo.

As restrições às emissões sectoriais impostas abrangem a totalidade das instalações do sector sendo que no CELE tal não acontece pois existem critérios de inclusão das instalações baseados na produção ou potência nominal para as diversas actividades, tal como descrito na secção 2.3.

Estas limitações consubstanciam simplificações da realidade que têm que ser implementadas no TIMES\_PT para tornar as restrições sectoriais impostas em reduções efectivas de emissões obtidas no sector com alterações tecnológicas. Estas alterações tecnológicas podem traduzir-se:

- na utilização de combustíveis com menor teor carbónico -*inter fossil fuel switch* – ou, no caso dos sectores consumidores de energia final gerada por outro sector, uma maior utilização de electricidade e/ou calor;
- no recurso a fontes de energia renovável ou a tecnologias consumidoras das mesmas;
- na implementação de tecnologias mais eficientes que consumam menos energia e/ou materiais por unidade produzida bem como de tecnologias com captura e sequestro de carbono (CCS) que estão disponíveis a partir de 2020.

---

## 5 CARACTERIZAÇÃO DO CENÁRIO BASE

O TIMES\_PT considera dois sectores como fornecedores de energia final sendo estes a extracção e preparação de energia primária e geração de electricidade (nestes podemos incluir as tecnologias de refinação, co-geração e de geração centralizada de electricidade); e cinco sectores consumidores de energia final a indústria (desagregada nos sub-sectores de cimento, vidro, cerâmica, aço, química, pasta de papel e papel, cal e outras industriais), residencial, terciário, agricultura e transportes, tal como ilustrado Figura 5. Através destes sectores o TIMES\_PT tem que satisfazer a procura dos serviços de energia (Figura 6) e materiais (Figura 8) ao longo do horizonte de estudo consumindo energia e gerando emissões de CO<sub>2</sub>.

A análise das emissões num cenário sem qualquer restrição as emissões totais to sistema atingem um pico de 70.570 Gg de CO<sub>2</sub> em 2020. A partir desse ano diminuem perfazendo 60.794 Gg de CO<sub>2</sub> em 2030. Esta grande diminuição é devida ao facto de uma grande parte do parque tecnológico atingir o fim do seu tempo de vida em 2020 havendo lugar a uma grande renovação dos equipamentos. Assim, mesmo num cenário sem restrição de emissões, estas irão aumentar a um ritmo menor do que a procura de serviços de energia. Este diferencial deve-se à implementação de medidas de eficiência energética dado que este é um modelo de optimização que possui um conhecimento perfeito da evolução da procura dos materiais e serviços de energia finais. Neste contexto justifica-se a implementação das tecnologias mais eficientes assim que estas ficam disponíveis.

As emissões correspondentes à actividade dos vários sectores do sistema no cenário BASE, são apresentadas na Tabela 6. No cenário base vigora apenas a restrição de Quioto às emissões nacionais, no valor de 62.096 Gg de CO<sub>2</sub>e, a partir de 2010.

Ao compararmos a evolução das emissões sem restrição com o cenário BASE percebemos que não ocorre um crescimento tão acentuado das emissões até 2020, mas que em 2030 o total alcançado é bastante semelhante. A redução das emissões entre estes dois cenários faz-se essencialmente no sector da refinação, sendo que no cenário BASE não são instaladas duas tecnologias de gaseificação de carvão, uma para metanol e outra para DME, o que resulta em 88% da redução necessária para o cumprimento da restrição de Quioto. Estas tecnologias que possuem elevadas emissões de CO<sub>2</sub> entram no cenário sem restrição de Quioto em 2005 e 2010 para a produção de combustíveis sintéticos que são posteriormente consumidos no sector dos transportes. Tal acontece porque existe uma quantidade disponível de carvão “barato” no mercado que não pode ser utilizado para a geração de electricidade - devido ao pressuposto de política que não permite a implementação de centrais a carvão sem CCS antes 2020 – e cujas tecnologias são bastante competitivas, logo sem restrição às emissões o TIMES\_PT implementa as tecnologias de gaseificação. Relativamente aos sectores em estudo ao compararmos as emissões em 2015 sem restrições e com o cenário base verificamos que o sector que efectua a maior redução é a co-geração 12%, a geração de electricidade apenas reduz 0,1%, o sector do vidro não altera as suas emissões e os sectores de produção de cimento e pasta e papel aumentam em 3,1 e 3,2% respectivamente.

Tabela 6- Emissões totais de CO<sub>2</sub> no cenário base.

Gg de CO <sub>2</sub>	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Oferta de energia</b>	<b>26.506</b>	<b>22.632</b>	<b>21.718</b>	<b>21.878</b>	<b>21.264</b>	<b>19.742</b>	<b>17.377</b>
Geração de electricidade	19.682	18.408	17.226	17.597	17.262	9.351	4.863
Refinação	2.611	2.513	2.587	2.630	2.946	8.869	10.468
Co-geração	4.213	1.711	1.904	1.651	1.056	1.522	2.046
<b>Indústria e Construção</b>	<b>13.454</b>	<b>11.109</b>	<b>11.693</b>	<b>12.973</b>	<b>13.468</b>	<b>15.524</b>	<b>16.041</b>
Metalurgia	1.217	114	121	122	122	121	120
Pasta e papel	119	228	389	528	376	693	569
Cal	384	287	316	319	314	318	322
Cimento	6.476	6.211	5.799	6.401	6.577	7.942	8.315
Cerâmica	1.176	1.108	1.412	1.589	1.721	1.888	1.974
Vidro	547	817	871	1.011	1.158	1.192	1.216
Outras indústrias	3.535	2.344	2.785	3.003	3.200	3.369	3.525
<b>Transportes</b>	<b>19.792</b>	<b>19.694</b>	<b>20.441</b>	<b>20.462</b>	<b>21.627</b>	<b>21.875</b>	<b>22.408</b>
<b>Outros Sectores</b>	<b>5.813</b>	<b>6.242</b>	<b>6.890</b>	<b>6.784</b>	<b>5.737</b>	<b>4.818</b>	<b>5.417</b>
Serviços	2.181	2.607	2.714	2.116	1.061	288	572
Doméstico	2.400	2.377	2.867	3.325	3.315	3.151	3.448
Agricultura	1.233	1.258	1.310	1.342	1.360	1.378	1.397
<b>Total</b>	<b>65.565</b>	<b>59.676</b>	<b>60.742</b>	<b>62.096</b>	<b>62.096</b>	<b>61.958</b>	<b>61.243</b>

Relativamente à evolução das emissões de CO<sub>2</sub> do cenário Quioto as reduções que se verificam não são repartidas de igual forma pelos vários sectores. O sector da geração de electricidade, é aquele que mais reduz a sua contribuição para as emissões totais particularmente a partir de 2020, de 30% em 2000 para 8% em 2030, outro sector que evidencia uma redução é o dos serviços, reduzem de 3,3% em 2000 para 0,9% em 2030. Todos os outros sectores mantêm ou aumentam, como é o caso do sector dos transportes que passa de 30% em 2000 para 37% em 2030, a sua contribuição para o balanço total das emissões.

A contribuição das emissões de CO<sub>2</sub> dos sectores em estudo para o total nacional, evolui de 47% em 2000 para 27% em 2030 como é apresentado na Figura 10, sendo que as emissões da combustão representam a maior fatia das emissões, 87% em 2000 e 70% em 2030.

A imposição da restrição de Quioto resulta num aumento do custo total do sistema de 0,03% o que representa 163 biliões de €, para o total do horizonte de estudo. Em 2015 o custo marginal de controlo das emissões é de 97,81 €/t CO<sub>2</sub>, sendo este custo repartido de igual forma pelos vários sectores, resultando num custo sectorial de 4,45 €/t CO<sub>2</sub>

A evolução do consumo de energia primária do sistema correspondente ao cenário base é apresentada na Figura 11, sendo que neste está descontado a exportação de combustíveis da importação dos mesmos e a electricidade representada é aquela que é importada de Espanha. Os sectores consumidores de energia primária são a geração de electricidade centralizada, a co-geração e a refinação.

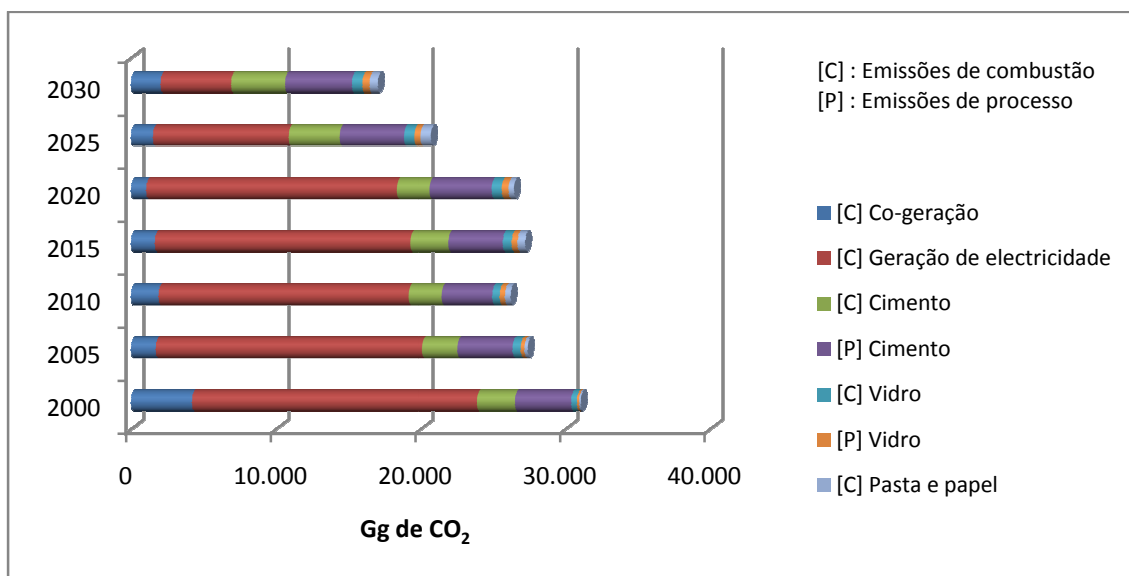


Figura 10 - Evolução da contribuição das emissões de CO<sub>2</sub> dos sectores em estudo para o total nacional.

Ao longo do tempo há uma diminuição do consumo de carvão (15% em 2000 e 12% de 2030) e um aumento do de gás natural (9% em 2000 para 23% em 2030), bem como um ligeiro aumento das energias renováveis (15% em 2000 para 18% em 2030). Os produtos petrolíferos, que são a matéria-prima dos combustíveis, representam a maior fatia do consumo (61% em 2000 e 44% em 2030) o que se reflecte também no consumo de energia final (Figura 12). Em termos de consumo de energia final por sector não ocorrem grandes alterações no período de 2000 a 2030, sendo que o sector dos transportes é o maior consumidor 40% seguido da indústria e do sector residencial, 30 e 16% respectivamente.

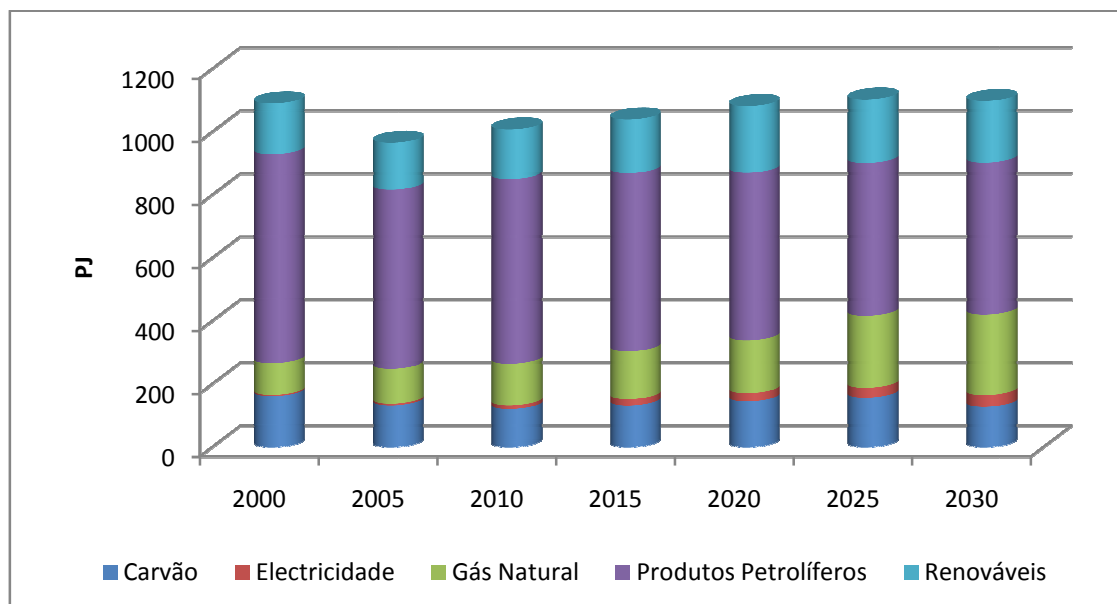


Figura 11 - Consumo de energia primária no cenário base (Electricidade importada).

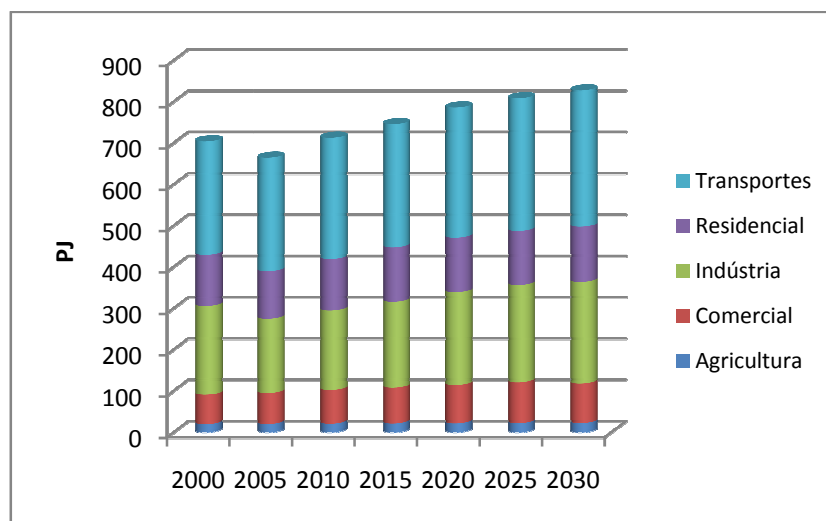


Figura 12 – Consumo de energia final por sector de actividade no cenário base.

Na Figura 13 é ilustrada a estrutura de consumo de combustíveis dos sectores da indústria, transportes e residencial. Nos sectores da indústria e residencial ocorre uma substituição entre os combustíveis fósseis, ou seja o consumo de gás natural vai gradualmente substituindo o consumo de produtos petrolíferos e carvão. No sector dos transportes dá-se a introdução dos combustíveis sintéticos (etanol, metanol e DME).

A análise do consumo de energia primária e final do cenário base permite inferir que a imposição da restrição de Quioto não causa grandes perturbações ao sistema, visto que não ocorre nenhuma alteração significativa da estrutura de consumo induzida pela implementação de tecnologias consumidoras de combustíveis com menor teor carbónico, nem uma diminuição brusca do consumo de energia devido à necessidade de utilização de tecnologias mais eficientes para a satisfação da procura.

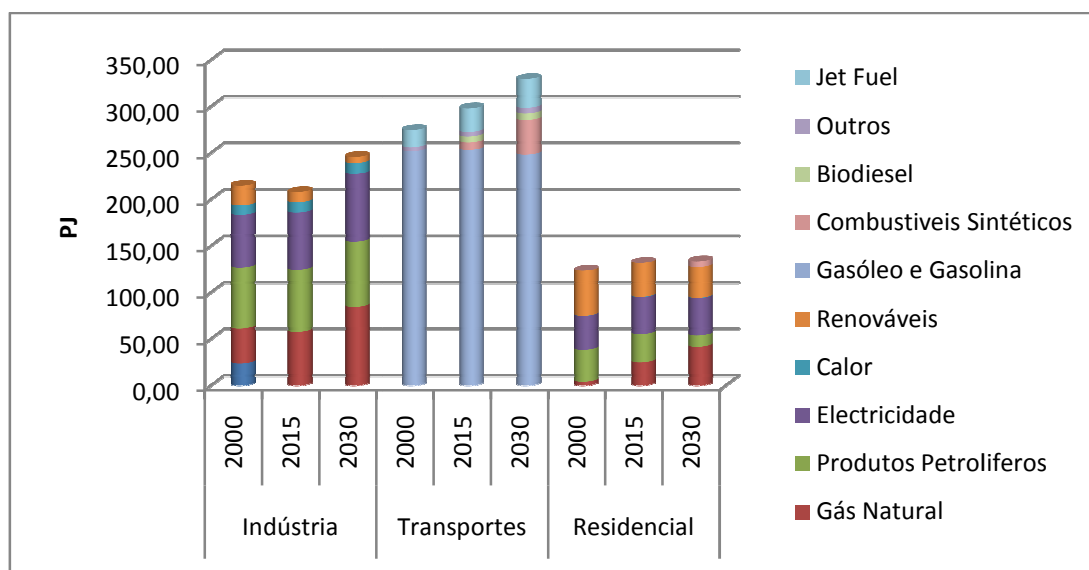


Figura 13 - Desagregação dos consumos de energia final no sector da indústria, transportes e residencial no cenário base em 2000, 2015 e 2030.

## 6 ANÁLISE DAS RESTRIÇÕES ÀS EMISSÕES E DETERMINAÇÃO DAS CCM

### 6.1 GERAÇÃO DE ELECTRICIDADE

O sector da geração de electricidade é composto por todas as tecnologias de geração de electricidade centralizada e nele se incluem as centrais públicas e privadas, cuja actividade é a produção de electricidade. A modelação do sector é ilustrada na Figura 14., este é um consumidor de energia primária e fornecedor de energia final.

As tecnologias que compõem o sector no ano base (2000) são apresentadas na Tabela 7 em termos dos parâmetros técnico e económicos. As unidades dos custos fixos anuais e dos custos variáveis anuais de operação e manutenção foram convertidos de M€<sub>2000</sub>/kW e M€<sub>2000</sub>/GJ respectivamente para M€<sub>2000</sub>/kWh através dos parâmetros de eficiência e disponibilidade com o intuito de facilitar a comparação dos custos.

A capacidade instalada das tecnologias de geração de electricidade no ano base perfazia 9,23 GW sendo que destas 4,69 GW utilizavam fontes de energia renovável.

**Tabela 7 - Caracterização das tecnologias de geração de electricidade no ano 2000**

Código da tecnologia	Descrição da tecnologia	Stock	AFA	EFF	FIXOM	VAROM	LIFE
		(GW)	(%)		€ <sub>2000</sub> /kWh		Anos
CCGT	Ciclo Combinado a Gás Natural	0,99	0,85	0,55	0,30	0,07	30
GTOIL00	Turbinas de gás a fuel	0,33	0,01	0,27	11,42	0,91	15
HYDDAM00	Hidroeléctricas de albufeira de regularização	1,77	0,00	1,00	0,32	0,06	50
HYDRUN00	Hidroeléctricas a fio de água	2,15	0,33	1,00	0,00	0,00	50
ICOIL00	Centrais de combustão interna a fuel	0,38	0,35	0,39	0,20	1,33	40
STCOH00	Turbinas de vapor a carvão	1,70	0,90	0,36	0,23	0,16	25
STGASOIL00	Turbina de vapor a diesel	0,23	0,20	0,36	0,51	0,12	30
STGEO00	Turbina de vapor a geotermia	0,01	0,50	0,40	0,00	0,00	30
STMUN00	Turbina de vapor a resíduos	0,07	0,84	0,26	4,91	3,54	35
STOIL00	Turbinas a vapor a fuel	1,45	0,25	0,36	0,41	0,12	10
STWOO00	Turbina de vapor a biomassa	0,01	0,50	0,20	1,02	0,04	30
WIN00	Eólicas	0,08	0,23	1,00	0,45	0,72	20
POIL00	Co-geração a fuelóleo	0,06	0,36	0,16	0,32	0,91	10

As tecnologias disponíveis na base de dados de novas tecnologias que o TIMES\_PT pode escolher para investir de forma a produzir a electricidade necessária à satisfação da procura dos serviços de energia consumidores de electricidade encontram-se caracterizadas no Anexo III <sup>4</sup>. As tecnologias do ano base possuem terminação de 00 (ex: CCGT00), as novas tecnologias disponíveis para serem implementadas disponíveis em 2001 no sector possuem terminação 01 (CCGT01), sendo aplicada esta lógica aplicada nos restantes anos.

<sup>4</sup> Devido a questões de confidencialidade o ANEXO III não está disponível na versão pública deste documento.

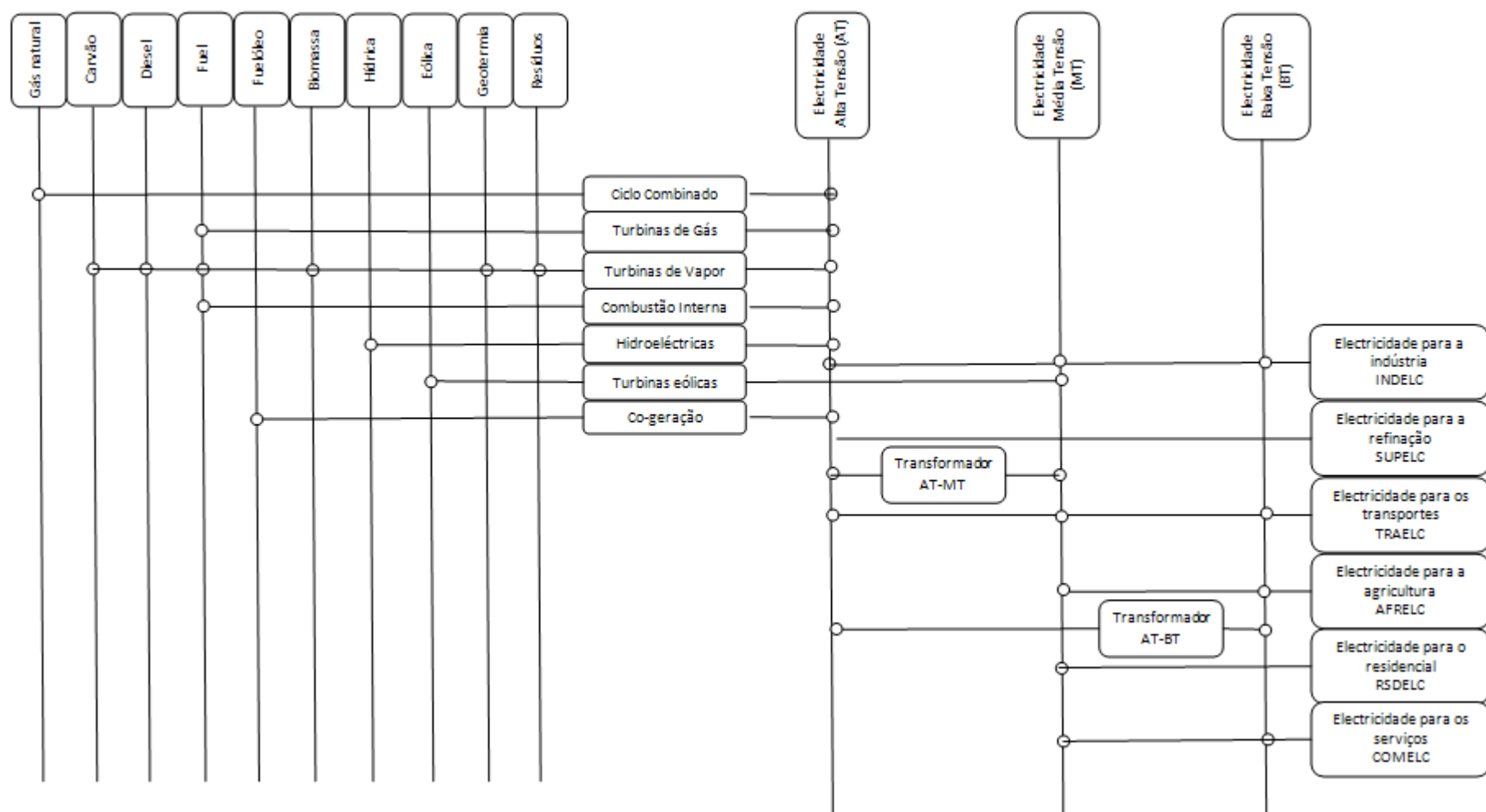


Figura 14 – Sistema energético de referência do sector da geração centralizada de electricidade

No cenário base as tecnologias que compõem o sector de geração de electricidade e a sua actividade ao longo do período de estudo são apresentadas na Tabela 8. A partir de 2001 novas tecnologias iniciam a sua actividade de produção de electricidade e algumas tecnologias do ano base diminuem o seu nível de actividade. As novas tecnologias implementadas no sistema são a q uma turbina de vapor a carvão com captura e sequestro de CO<sub>2</sub> (STCOHSCS20), e uma co-geração a resíduos (PMUN01).

A actividade do sector atinge um pico em 2020 e a partir daí diminui para níveis inferiores aos do ano base, tal deve-se a um aumento da eficiência das tecnologias consumidoras de electricidade nos sectores consumidores de energia final e também a uma diminuição do consumo de electricidade proveniente das tecnologias de geração centralizada do sector industrial, devido ao aumento da contribuição das tecnologias de co-geração para a produção de electricidade do sector industrial.

De uma forma geral de 2000 a 2030 no cenário base as centrais a gás natural e a carvão representam cerca de 58% da electricidade produzida, as centrais hidroeléctricas 31%, e as eólicas vão ganhando peso ao longo do tempo e em 2030 produzem 18% da electricidade total. Portanto podemos considerar que o sector é composto principalmente por estes quatro grandes grupos de tecnologias que são as principais produtoras de electricidade.

**Tabela 8 - Electricidade produzida por tecnologia no cenário base.**

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
CCGAS00	6.547,66	1.243,50	1.243,50	1.243,50	1.243,50	1.243,50	1.243,50
CCGAS01	0,00	8.756,50	8.756,50	8.756,50	8.756,50	8.756,50	8.756,50
GTOIL00	28,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HYDDAM00	5.035,03	4.220,80	4.207,72	4.141,78	4.104,26	2.668,91	2.515,43
HYDLAKE01	0,00	277,18	814,45	814,45	814,45	1.217,29	1.217,29
HYDRUN00	6.129,04	5.724,70	5.689,64	5.655,45	5.620,39	5.373,60	3.717,29
HYDRUNL01	0,00	0,00	1.843,62	1.843,62	1.843,62	1.843,62	1.843,62
ICOIL00	1.174,87	779,48	605,47	442,83	295,50	0,00	0,00
STCOH00	13.230,09	13.226,23	12.110,06	13.204,16	12.887,31	4.543,60	0,00
STCOHSCS20	0,00	0,00	0,00	0,00	488,19	6.062,20	6.150,32
STGASOIL00	396,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STGEO00	58,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
STMUN00	521,37	304,05	0,00	0,00	0,00	79,36	115,47
STOIL00	3.068,34	820,09	820,09	0,00	0,00	0,00	0,00
STWOO00	2,78	36,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
WIN00	161,11	169,29	168,69	152,82	53,52	0,00	0,00
WINON01	0,00	1.581,85	1.703,09	1.824,33	1.945,57	1.324,67	5.852,01
POIL00	177,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PMUN01	0,00	261,81	620,14	686,11	752,08	675,78	641,05
Total	36.531,66	37.401,59	38.582,98	38.765,55	38.804,90	33.789,02	32.052,49



---

As outras tecnologias consumidoras de combustíveis fósseis são pouco competitivas e a prazo acabam por sair do sistema, algumas deixam mesmo de funcionar logo em 2001, o que não reflecte por completo a realidade. Apesar de estar programado que a maior parte das centrais a fuel e diesel venham a ser desclassificadas tal só irá acontecer entre 2005 e 2010, assim o TIMES\_PT está a antecipar-se. Por outro lado as tecnologias ICOIL00 representam centrais nas regiões autónomas e estas não vão sair do sistema devido a considerações de segurança do abastecimento. As tecnologias de fontes renováveis baseadas na energia geotérmica e em biomassa, também saem do sistema porque não se encontram modelados as tarifas bonificadas que as tornam mais competitivas. As centrais de resíduos mantêm-se no sistema devido aos considerandos da política de resíduos em vigor.

A Figura 15 representa as novas capacidades instaladas e retiradas do sector até 2030. A capacidade instalada de uma tecnologia representa o nível máximo de actividade da mesma, sendo que pode operar a níveis de actividade inferiores. Para além disso as tecnologias do ano base vão perdendo capacidade de uma forma gradual e as novas tecnologias, só perdem capacidade quando atingem o fim do seu tempo de vida. Da combinação da informação sobre a actividade das tecnologias (Tabela 8) e das capacidades instaladas e retiradas do sector podemos inferir que num cenário base, ou seja com a restrição global de Quioto, a alteração que ocorre no parque tecnológico do sector da geração de electricidade faz-se através:

(1) Aumento da capacidade das centrais de gás natural em 2001 (+0,3 GW) e 2005 (+1,14 GW), sendo que ocorre uma transferência da actividade da tecnologia do ano base para as novas centrais apesar de esta manter-se activa até 2030. O factor de disponibilidade das novas centrais é igual à do ano base (AFA=0,85);

(2) Diminuição gradual da actividade das centrais hídricas do ano base em concordância com a sua também gradual perda de capacidade. No entanto as tecnologias do ano base vão sendo substituídas por novas centrais, ocorrendo instalação/aumento de capacidade em 2001 (+0,09 GW), 2005 (+ 0,7 GW) e 2025 (+0,12 GW), logo mantendo no seu conjunto um nível de actividade relativamente constante. O factor de disponibilidade da tecnologia HYDLAKE01 é 0,6 e da HYDRUN01 de 0,68;

(3) Manutenção da capacidade e actividade das centrais de carvão existentes até 2020, ano em que entra em funcionamento uma central a carvão com CCS (+0,07 GW), dando-se uma transferência da actividade da tecnologia do ano base para a nova tecnologia. Em 2025 e 2030 existe um reforço de capacidade da tecnologia de carvão com CCS em 0,75 e 0,01 GW respectivamente. Apesar deste reforço de capacidade a electricidade produzida por estas centrais diminui de 2025 para 2030, em concordância com a diminuição global de actividade do sector;

(4) Aumento de capacidade das eólicas em 2005 (+ 1,10 GW), 2025 (+0,71 GW) para substituir as tecnologias do ano base que chegaram ao fim do seu tempo de vida e também em 2030 (+ 2,24 GW), o que faz com que nesse ano a electricidade gerada por estas tecnologias atinja os 18%, enquanto nos anos anteriores o máximo foi de 5%;

(5) No que respeita às outras tecnologias fósseis as turbinas de gás a gasóleo (GTOIL00), as turbinas nas de vapor a diesel (STGASOIL00), e a co-geração a fuelóleo (BPOIL00) deixam de funcionar em 2001 apesar de manterem a sua capacidade até 2015, 2030 e 2010 respectivamente. As outras duas tecnologias, ambos geradores de emergência (ICOIL00 e STOIL00) mantêm a sua actividade até 2020 e 2010 respectivamente, apesar de ocorrer uma forte diminuição de 2000 para 2005;

(6) Relativamente às outras renováveis a central geotérmica e a de biomassa (STGEO00 e STWOO00) param a sua actividade em 2001 e 2005 apesar de manterem a capacidade até 2030. As centrais de queima de resíduos (STMUN00 e SPMUN01) mantêm-se no sistema devido às considerações da política de resíduos sendo que existe uma transferência de actividade da tecnologia do ano base para a co-geração.

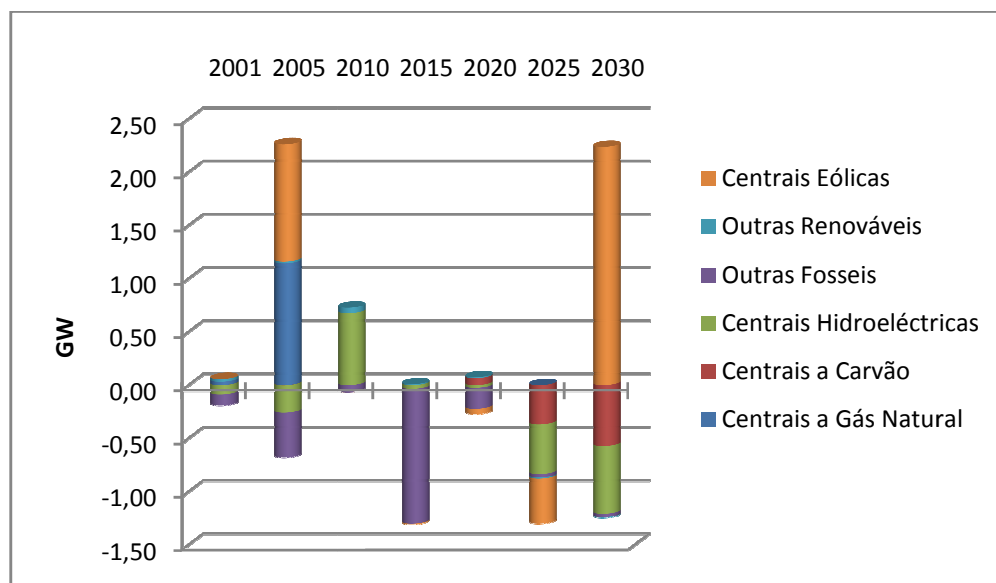
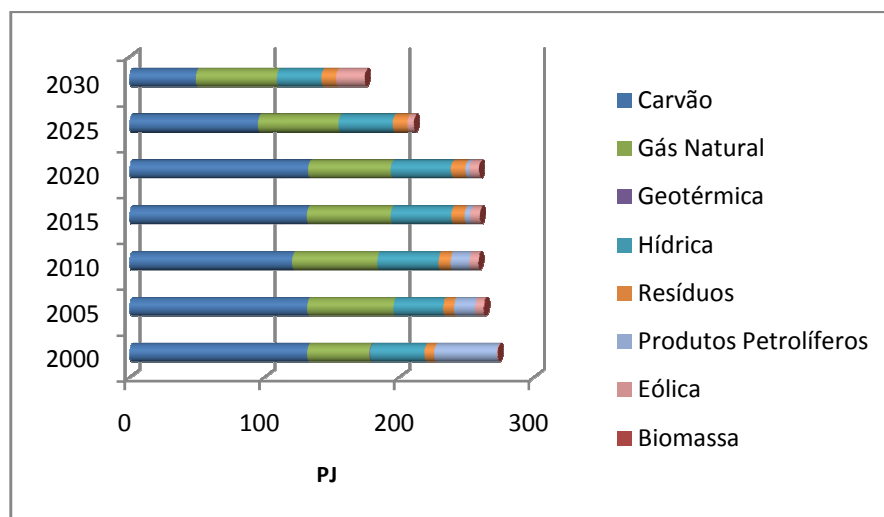


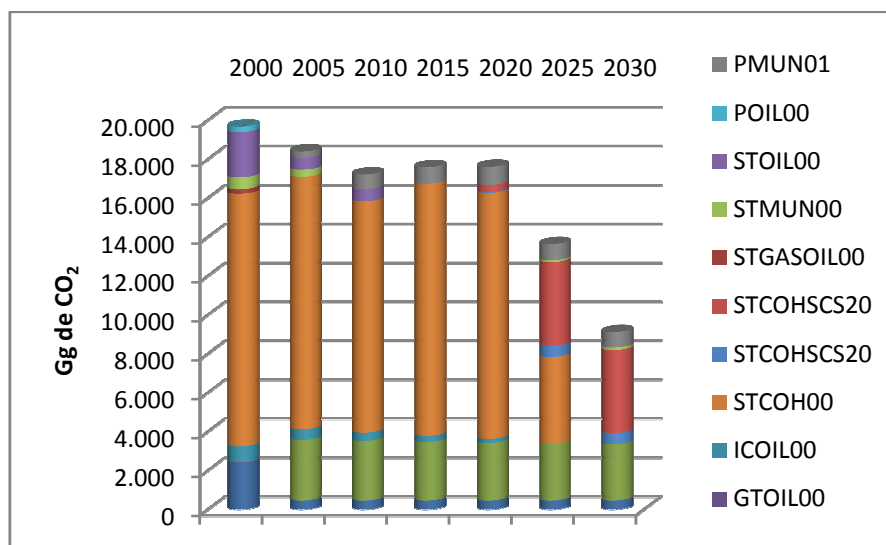
Figura 15 - Capacidades instaladas e retiradas das tecnologias do sector da geração de electricidade no cenário base.

O consumo de energia primária do sector reflecte as tecnologias implementadas e a sua actividade, logo as principais fontes de energia primária vão ser o carvão, gás natural e energia hídrica como se pode observar na Figura 16. O carvão é desde o ano base até 2025 a fonte de energia com maior consumo representando aproximadamente 45%. Apenas em 2030 ocorre uma substituição pelo consumo de gás natural que atinge os 34% e o carvão 28%. O consumo de energia primária diminui ao longo do tempo porque diminui o consumo de electricidade e porque o modelo vai escolhendo tecnologias com maior eficiência de conversão.



**Figura 16 - Consumo de energia primária pelo sector da geração de electricidade no cenário base.**

Tal como no consumo de energia primária também as emissões do sector da geração de electricidade (Figura 17) vão reflectir as principais tecnologias instaladas no sector e consequentemente as fontes de energia primária. Assim as tecnologias que usam carvão são as que possuem mais emissões, visto que até 2020 são as que possuem a maior share de actividade do sector, e porque este combustível possui um elevado teor carbónico (Tabela 2). As emissões das centrais a carvão variam entre 66% em 2000 e 12% em 2030, esta diminuição deve-se em grande parte à entrada em funcionamento em 2020 das tecnologias a carvão com captura e sequestro de CO<sub>2</sub> (CCS), que retêm 90% das emissões de CO<sub>2</sub>. As centrais de gás apesar de também terem uma grande actividade são mais eficientes e o gás natural é um combustível menos poluente. Ao contrário do carvão a representatividade das emissões das tecnologias que utilizam gás natural aumenta de 13% em 2000 para 69% em 2030. As emissões das restantes tecnologias do sector representam no ano base 21% das emissões totais, apesar da contribuição das tecnologias à base de combustíveis fósseis diminuir, com a cessação de actividade de algumas delas, a actividade das tecnologias de queima de resíduos municipais aumenta e assim em 2030 a representatividade destas emissões mantêm-se muito semelhante (19%).



**Figura 17 - Emissões de CO<sub>2</sub> do sector da geração de electricidade no cenário base**

A análise do cenário base do sector da geração de electricidade permite desde já inferir que ocorre uma grande alteração no sector a partir de 2020. Esta alteração deve-se por um lado devido à implementação de tecnologias mais eficientes nos sectores finais o que induz uma diminuição da geração de electricidade, bem como à implementação das tecnologias com CCS. Sendo que a análise das restrições às emissões sectoriais centra-se essencialmente nas alterações ocorridas entra 2010 e 2015, a análise dos períodos seguintes serve para dar uma perspectiva global da evolução do sector.

As restrições de emissões impostas ao sector da electricidade são determinadas com base nas emissões em 2015 do sector no cenário base. Os cenários de restrição vão aumentando o esforço de redução em intervalos de 10% como ilustrado na Tabela 9.

**Tabela 9 – Restrições impostas às emissões do sector da geração de electricidade**

Gg de CO <sub>2</sub>	2015	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%	-60%	-70%	-80%	-90%
Geração de electricidade	17.597	15.838	14.078	12.318	10.558	8.799	7.039	5.279	3.519	1.760

De forma a cumprir as restrições impostas e ao mesmo tempo satisfazer a procura de electricidade dos vários usos de energia final o TIMES\_PT vai escolher qual o melhor conjunto de tecnologias em cada cenário que minimize o custo total do sistema. Os custos das tecnologias disponíveis em 2015 são apresentados no perfil das novas tecnologias do sector na Figura 18.

As tecnologias presentes no perfil de novas tecnologias encontram-se ordenadas por ordem crescente do custo de investimento, sendo que os custos estão apresentados a preços de 2000. A primeira tecnologia de geração centralizada de electricidade de origem renovável a surgir no perfil de novas tecnologias é uma turbina a biomassa que possui um custo total de 1,44 cêntimos<sub>2000</sub>/kWh (assinalada por um círculo no perfil de novas tecnologias), à esquerda desta encontram-se tecnologias já consolidadas utilizadoras de combustíveis fósseis, tais como turbinas de pico a diesel, ciclos combinados a gás natural, IGCC a carvão, co-gerações de combustão interna e em contra pressão, entre outras; à direita encontramos tecnologias mais inovadoras e

---

maioritariamente a fontes de energia renovável, como por exemplo as tecnologias eólicas off-shore, pilhas de combustível, tecnologias de aproveitamento de energia das ondas e co-gerações a combustíveis sintéticos.

No caso das restrições ao sector da geração de electricidade a evolução do custo dos combustíveis é igual em todos os cenários no horizonte temporal em análise, com excepção do custo da energia geotérmica, da biomassa e dos produtos petrolíferos. Estes possuem, para um mesmo ano, alterações de custo entre cenários pouco significativas (inferiores a 10%). As principais fontes de energia primária para do sector (carvão, gás natural, energia hídrica e eólica) possuem uma evolução de custos igual ao cenário base. A variação do custo de combustíveis entre restrições está associada ao custo de escassez que é parte integrante do preço dos combustíveis. O custo dos combustíveis no cenário base dos vários sectores é apresentado no ANEXO I.

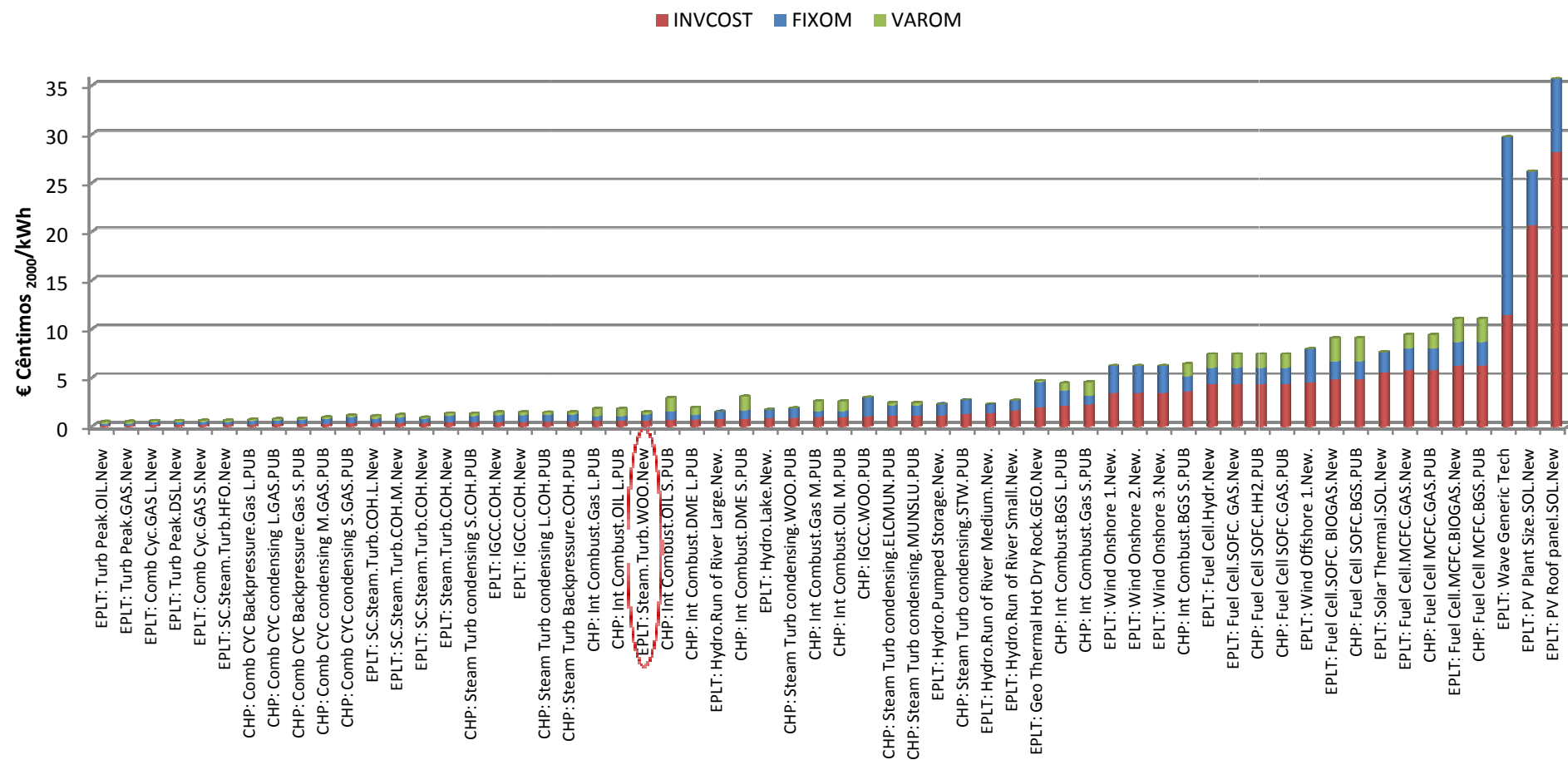


Figura 18 - Perfil de custos das novas tecnologias do sector da geração da electricidade em 2015 (Fonte : IER Technology Database )

A imposição de restrições às emissões de CO<sub>2</sub> do sector eléctrico altera a evolução da actividade do sector, como se pode inferir pela Figura 19. Este comportamento justifica-se pelo facto de tal não existir uma procura de electricidade mas sim de serviços de energia como por exemplo a iluminação, aquecimento e arrefecimento de espaço. Sendo que estes serviços de energia podem ser satisfeitos através da utilização de diversas tecnologias consumidoras de várias formas de energia final e não apenas de electricidade, por exemplo o aquecimento de espaço pode ser feito através de uma aquecedor eléctrico, a óleo ou a biomassa.

A produção de electricidade diminui à medida que são introduzidas restrições crescentes às emissões porque estas tornam a produção centralizada de electricidade mais cara e portanto é mais competitivo gerar electricidade em co-geração ou introduzir outras fontes de energia alternativas para satisfazer as necessidades. Para além disso o TIMES\_PT possui também conhecimento que grande parte das tecnologias consumidoras de electricidade atingem o final do seu tempo de vida em 2020 sendo possível substituí-las por novas tecnologias mais eficientes, logo diminuindo a quantidade de electricidade necessário para satisfazer a procura dos serviços de energia.

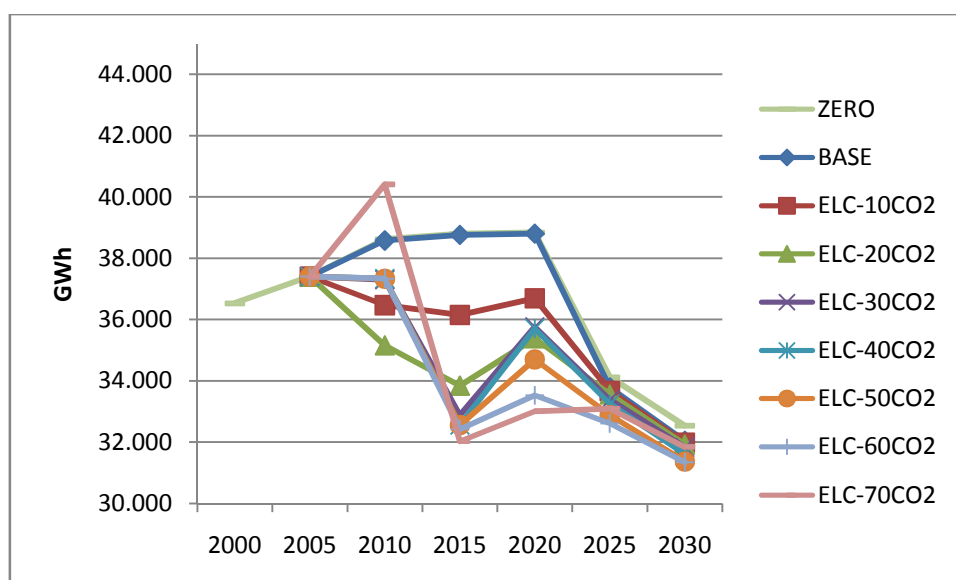


Figura 19 – Actividade do sector da geração de electricidade nos vários cenários de restrição de emissões.

Apesar de em 2030 todos os cenários atingirem aproximadamente o mesmo nível de actividade e emissões, é interessante perceber as alterações induzidas no parque tecnológico do sector para cumprir as restrições no período de 2010 a 2015 pois é neste período que o modelo tem que fazer as opções tecnológicas.

No cenário BASE em que vigora a restrição global às emissões igual ao tecto de Quioto, o TIMES\_PT reduz substancialmente as emissões do sistema adiando para 2025 a entrada de uma central de gaseificação de carvão para metanol. A nível do sector da geração centralizada de electricidade dá-se uma ligeira diminuição da actividade total, e as principais mudanças tecnológicas verificadas são o aumento de capacidade das centrais de ciclo combinado a gás natural, a instalação de uma central com CCS a carvão, e o aumento de capacidade e actividade

das barragens e das tecnologias eólicas, as restantes tecnologias vão gradualmente diminuindo a sua capacidade e actividade.

As alterações do sistema provocadas pela restrição de Quioto traduzem-se num custo marginal de CO<sub>2</sub> 5,43 €<sub>2015</sub>/ton CO<sub>2</sub> para os vários sectores do sistema. A introdução de restrições mais exigentes no sector da geração centralizada de electricidade reflecte-se em maiores custos marginais de redução de CO<sub>2</sub> do sector.

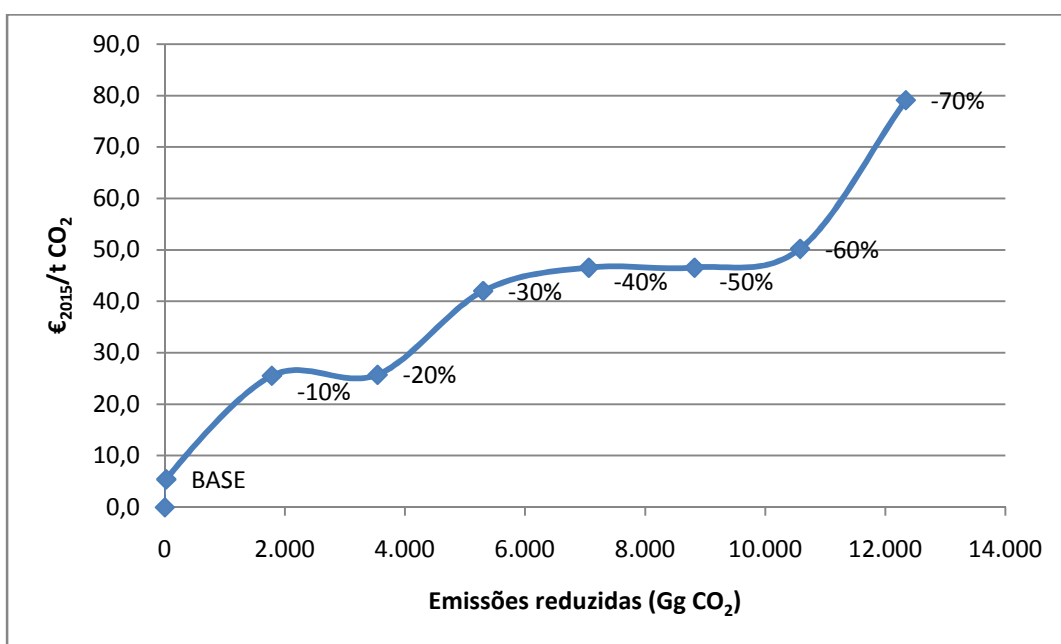


Figura 20- Curva de custo marginal de redução de CO<sub>2</sub> do sector da geração de electricidade em 2015.

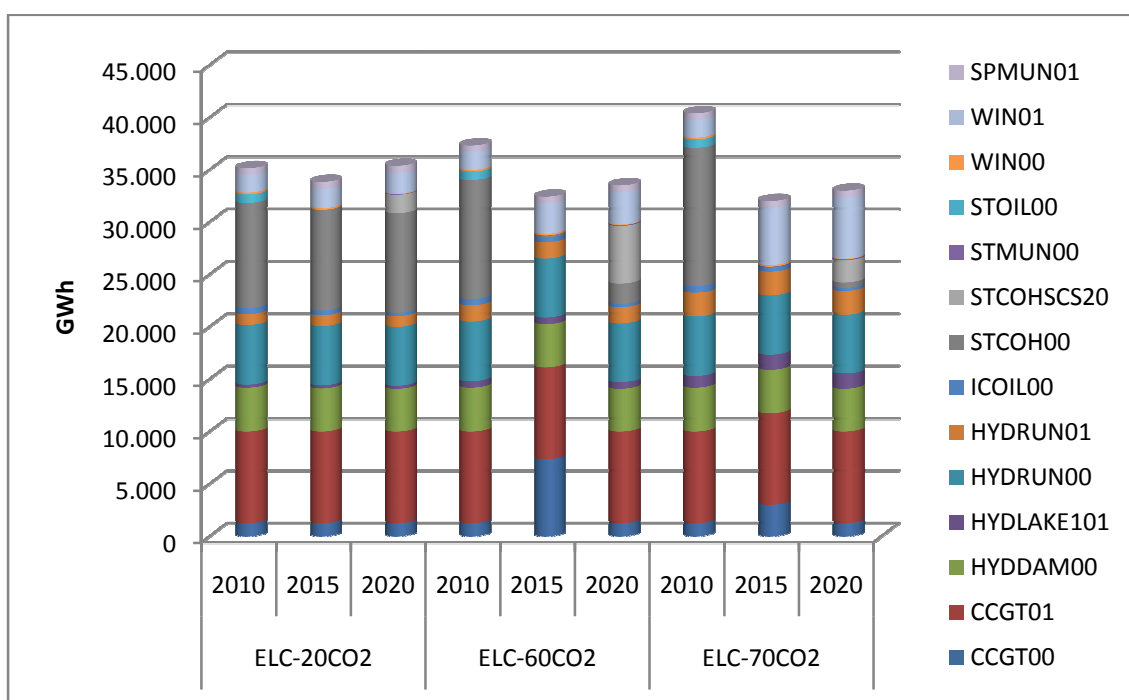
As grandes alterações no sector da geração centralizada de electricidade dão-se entre os cenários em que existe um aumento acentuado do custo da tonelada de CO<sub>2</sub>, sendo que as zonas de maior inflexão na Curva de Custo Marginal de Controlo do sector apresentada na Figura 20 são do cenário BASE ao cenário -10%, em que tonelada de CO<sub>2</sub> aumenta de 4,45 para 25,54 €<sub>2015</sub>/t CO<sub>2</sub>; dos cenários -20 a -30% em chega aos 42,03€<sub>2015</sub>/t CO<sub>2</sub>; e por último dos cenários -60 a -70% em que atinge os 78,03 €<sub>2015</sub>/t CO<sub>2</sub>. As restrições analisadas com mais detalhe serão as representativas destas alterações logo a restrição -20%, - 60% e -70% de redução às emissões de CO<sub>2</sub>.

Quando se impõem restrições crescentes às emissões do sector da geração de electricidade dão-se diferentes opções na instalação de novas capacidades das tecnologias até 2015 comparativamente com o cenário base: nos cenários de -10 e -20% de redução de CO<sub>2</sub> ocorre uma diminuição de capacidade instalada de novas tecnologias hídricas de 243 e 394 MW respectivamente; nos cenários de -30 a -60% de redução de CO<sub>2</sub> a diminuição é de apenas 144 MW, mas no cenário de -60% de redução de CO<sub>2</sub> verifica-se um aumento de capacidade instalada de tecnologias eólicas de 635 MW; sendo que no cenário de -70% de redução existe um aumento de capacidade instalada de novas tecnologias hídricas de 318 MW bem como de tecnologias eólicas de 2193 MW.



A diminuição da actividade total do sector e da instalação de novas tecnologias reflecte-se numa diminuição da actividade de algumas tecnologias (Figura 21). Assim até 2015 nos cenários de redução de 10 a 60% de CO<sub>2</sub> ocorre uma transferência de actividade das tecnologias de carvão para as tecnologias a gás natural e uma diminuição da actividade das tecnologias hídricas, no cenário 60% de redução CO<sub>2</sub> as tecnologias eólicas aumentam a sua actividade devido ao aumento de capacidade instalada. No cenário de 70% de redução CO<sub>2</sub> a tecnologia de carvão deixa de funcionar e as tecnologias de gás natural não trabalham à capacidade máxima, mas a actividade das tecnologias hídricas e eólicas é máxima.

O pico de geração de electricidade em 2010 na restrição de -70% visível na Figura 19 e também na Figura 21 é devido ao facto da central de carvão do ano base estar a trabalhar à capacidade máxima nesse ano. O TIMES\_PT toma esta opção de forma a tentar recuperar o investimento visto que no período seguinte a tecnologia não possui actividade e de 2020 a 2025 a actividade é pouco significativa.

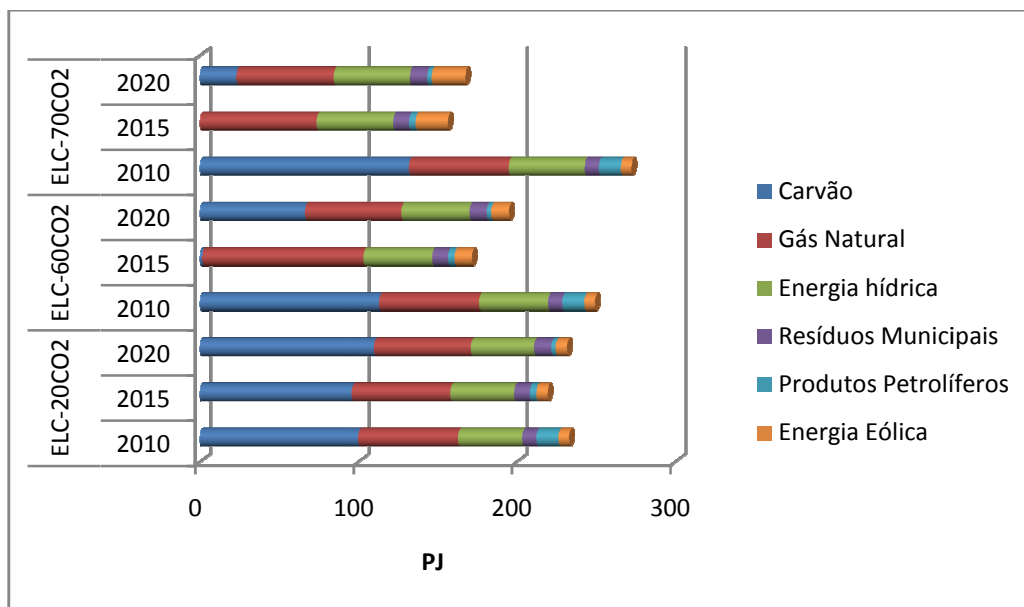


**Figura 21 – Actividade das tecnologias de geração de electricidade nos vários cenários de redução em 2010, 2015 e 2020**

De uma forma geral podemos afirmar à medida que aumenta a restrição às emissões de CO<sub>2</sub> ocorre uma diminuição o output do sector, uma maior utilização de tecnologias de gás natural (*inter fóssil fuel switch*) e há um maior recurso às tecnologias com fontes de energia renovável.

A mudança na utilização de combustíveis fósseis, de carvão para o gás natural, ou seja a passagem para combustíveis com menor teor carbónico é visível na comparação do consumo de energia primária do sector nos vários cenários de redução de emissões (Figura 22). No cenário base o consumo de carvão e gás natural representam 51 e 24% da energia primária do sector, à medida que as restrições às emissões de CO<sub>2</sub> aumentam a representatividades do consumo destes

combustíveis inverte-se, sendo no cenário de redução de CO<sub>2</sub> -20%, respectivamente 44 e 28% e no cenário mais restritivo de 0 e 47% da energia primária consumida. Como as tecnologias de gás natural para além de menos poluentes são mais eficientes para um mesmo nível de actividade consomem menos energia primária.



**Figura 22 - Consumo de energia primária do sector da geração de electricidade nos vários cenários de redução em 2010, 2015 e 2020.**

A utilização de tecnologias de fontes de energia renovável possui também um crescimento acentuado à medida que as restrições às emissões de CO<sub>2</sub> do sector aumentam. Assim no cenário base as FER - energia hídrica e eólica e os resíduos municipais sólidos - representam no total 24% da energia primária do sector, respectivamente 17, 4 e 3%. Num cenário de redução intermédio (ELC-40CO<sub>2</sub>) 31% do consumo total (22, 5 e 4%), e no cenário mais restritivo 50% da energia primária consumida, sendo 31% de origem hídrica, 6% proveniente da queima dos resíduos municipais sólidos e os restantes 13% de tecnologias eólicas.

Em 2020 com a tecnologia a carvão com CCS disponível para entrar no sector da geração de electricidade, as tecnologias de carvão voltam a ganhar representatividade no sector (Figura 21). Esta nova tecnologia é particularmente importante nos cenários em que não existiu um aumento da capacidade das renováveis e em que a restrição é elevada como é o caso dos cenários de redução de CO<sub>2</sub> de -50 e 60%. Assim neste período de cumprimento das restrições o *inter fossil fuel switch* ocorre apenas no cenário de redução mais restritivo.

Com a entrada desta tecnologia passa a ocorrer a captura e sequestro de carbono para os aquíferos salinos que se assume possuírem uma capacidade de armazenamento máximo de 5000 Gg de CO<sub>2</sub>/ano. Pela Figura 23 vemos que é nos cenários de redução de -40, -50 e -60% de CO<sub>2</sub> que o CCS é mais utilizado.

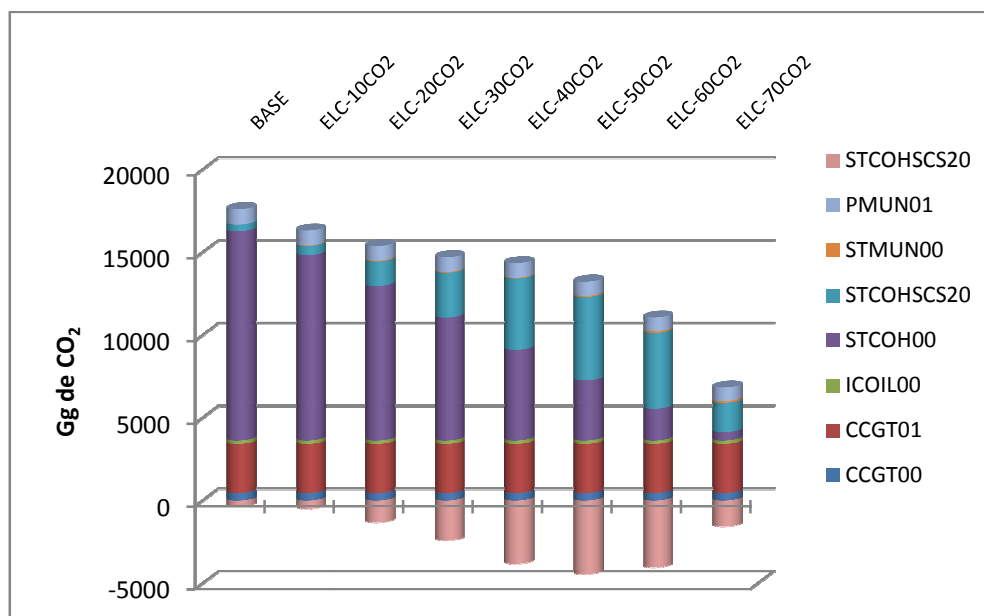


Figura 23– Emissões por tecnologia do sector da geração de electricidade em 2020 nos vários cenários de redução.

Nos períodos seguintes a representatividade da actividade das tecnologias de carvão e gás natural tende a equilibrar-se sendo cada uma responsável por aproximadamente 30% da produção de electricidade, nos cenários intermédios de restrição. Nos cenários mais restritivos parte da actividade das centrais a carvão vão ser substituídas por tecnologias FER.

Assim de uma forma geral podemos inferir que a principal estratégia do sector para o cumprimento das restrições até 2015 é a redução de actividade. Nos cenários de redução de -10 e -20% os custos de redução das emissões devem-se essencialmente ao encerramento prematuro de tecnologias instaladas de carvão, nos cenários de -30 a -50% os custos de redução das emissões são provocados não só pelo encerramento prematuro de tecnologias instaladas de carvão mas também pela transferência da actividade destas para as tecnologias de gás natural; nos cenários -60 e -70% para além dos custos já referidos acresce ainda os custos de implementação de novas capacidades de tecnologias hídricas e eólicas.

As alterações nas tecnologias e consumo de combustíveis do sector da geração de electricidade provocadas pela introdução de restrições às emissões de CO<sub>2</sub> do sector vão reflectir-se no custo da electricidade. A Figura 24 mostra a variação do preço da electricidade relativamente aos preços do cenário BASE. A imposição de restrições de -10 e -20% às emissões de CO<sub>2</sub> resulta num aumento de aproximadamente 30% do custo da electricidade em 2015. A imposição de restrições superiores a -20% às emissões de CO<sub>2</sub> resulta em aumentos superiores a 50%.

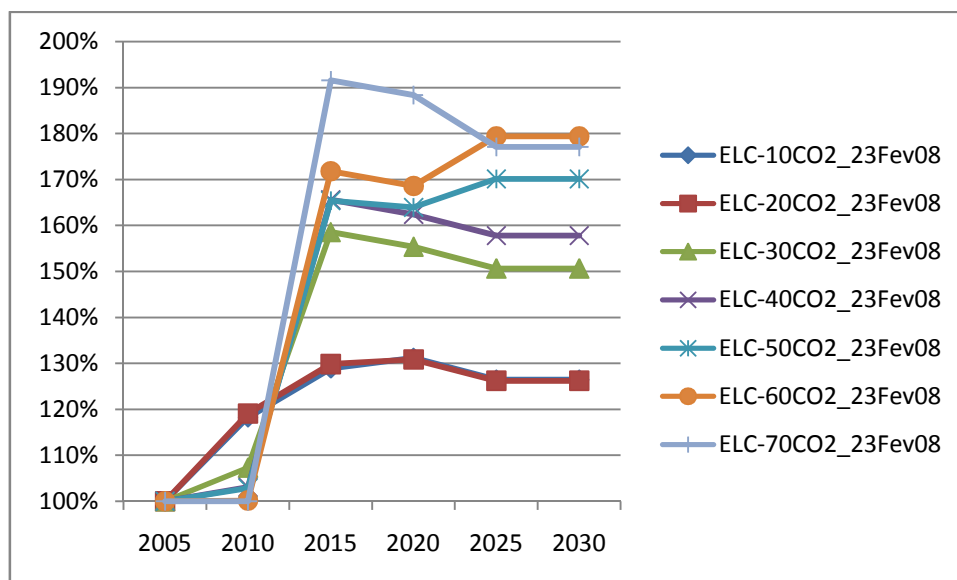


Figura 24- Custo da electricidade nos vários cenários de redução.

---

## 6.2 CO-GERAÇÃO

O sector da co-geração é composto por todas as tecnologias de geração de calor e electricidade combinada dos sectores da indústria, refinação, agricultura, residencial e comercial. No sector da agricultura e residencial apesar de existirem diversas tecnologias disponíveis estas nunca se tornam suficientemente competitivas para entrarem no sistema mesmo em cenários de restrição de emissões não são competitivas, e como tal não serão apresentadas. A modelação do sector é ilustrada na Figura 25. Tal como sector da geração de electricidade o sector da co-geração é também é um consumidor de energia primária e fornecedor de energia final.

As tecnologias que compõem o sector no ano base (ano 2000) são apresentadas na Tabela 10 segundo os parâmetros já explicitados, sendo apenas representadas aquelas que possuem pelo menos 10 MW de capacidade instalada no ano base.

As tecnologias do ano base não possuem VAROM nem FIXOM, pois foram igualados a zero. Esta foi uma opção de modelação de forma a tentar torná-las mais competitivas com as novas tecnologias e também a reproduzir a inércia do sistema. Visto que a maior parte destas tecnologias são relativamente antigas e como tal pouco eficientes e poluidoras o TIMES\_PT, na sua óptica de optimização, retira-as imediatamente do sistema, assim a inexistência destes custos permite que a saída destas seja feita de uma forma mais gradual

As tecnologias disponíveis na base de dados de novas tecnologias e em que o modelo pode escolher para investir de forma a poder satisfazer a procura dos serviços de energia encontram-se caracterizadas no Anexo IV <sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Devido a questões de confidencialidade o ANEXO IV não está disponível na versão pública deste documento.

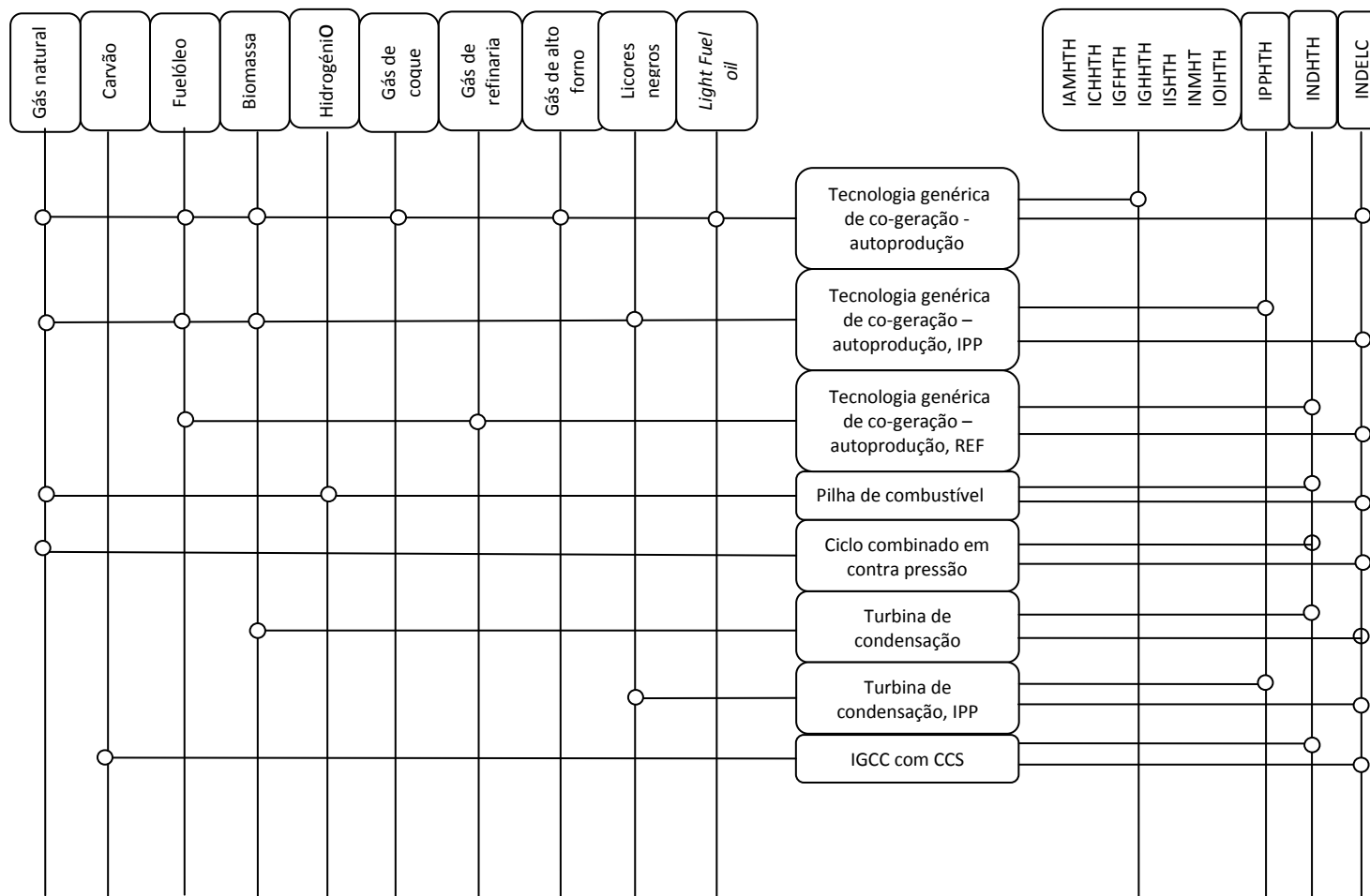


Figura 25- Sistema energético de referência do sector da co-geração

**Tabela 10 - Caracterização das tecnologias de co-geração no ano 2000**

Código da tecnologia	Descrição da tecnologia	Stock (GW)	AFA (%)	EFF (%)
ICHHFO00	Autoprodução da indústria química a fuelóleo	0,08	0,50	0,17
IGFHFO00	Autoprodução da indústria de vidro - vidro plano- a fuelóleo	0,01	0,65	0,40
IGHHFO00	Autoprodução da indústria de vidro – outro vidro - a fuelóleo	0,01	0,45	0,40
IISBFG00	Autoprodução da indústria de aço e ferro a gás de alto-forno	0,01	0,95	0,13
IISCOG00	Autoprodução da indústria de aço e ferro gás de coque	0,01	0,95	0,13
INMGAS00	Autoprodução da indústria de cerâmica a gás natural	0,01	0,70	0,38
IOIBIO00	Autoprodução das outras indústrias a biomassa	0,01	0,90	0,46
IOIGAS00	Autoprodução das outras indústria as gás natural	0,07	0,70	0,46
IOIHFO00	Autoprodução das outras indústrias a fuelóleo	0,28	0,70	0,46
IPHBIO00	Autoprodução da indústria de papel -alta qualidade- a biomassa	0,95	0,12	0,02
IPHBLQ00	Autoprodução da indústria de papel -alta qualidade- a licores negros	0,22	0,70	0,12
IPHGAS00	Autoprodução da indústria de papel -alta qualidade- a gás natural	0,01	0,70	0,12
IPHHFO00	Autoprodução da indústria de papel -alta qualidade- a fuelóleo	0,04	0,50	0,12
IPLBIO00	Autoprodução da indústria de papel -baixa qualidade- a biomassa	0,02	0,95	0,12
IPLGAS00	Autoprodução da indústria de papel -baixa qualidade- a gás natural	0,01	0,70	0,12
IPLHFO00	Autoprodução da indústria de papel -baixa qualidade- a fuelóleo	0,03	0,50	0,12
REFHFO00	Autoprodução da refinação a fuelóleo	0,05	0,50	0,13
REFRFG00	Autoprodução da refinação a gás de refinaria	0,50	0,13	0,05

As tecnologias de co-geração produzem calor e electricidade, sendo a sua actividade caracterizada apenas pelo output de electricidade. Ambos são consumidos dentro do sector em que são produzidos. A actividade das tecnologias do sector no cenário base é apresentada na Tabela 11.

A evolução da actividade do sector, ou seja a produção total de electricidade, é bastante irregular sendo que num período inicial de 2000 a 2005 sofre uma diminuição de 15% devido à cessação da actividade de várias tecnologias do ano base. No período intermédio entre 2005 e 2020 ocorre um ligeiro crescimento que atinge os 4% em 2020, sendo que neste ano chegam ao fim do seu tempo de vida as tecnologias do ano base que ainda estavam em funcionamento. No período final de 2020 a 2030 com a instalação de novas tecnologias a actividade cresce 22%. A evolução da produção total de calor das tecnologias de co-geração é semelhante à de electricidade com excepção que no último período em que o crescimento não é tão acentuado, sendo apenas de 4% entre 2025 e 2030.

A contribuição da electricidade produzida pelas tecnologias de co-geração para o consumo total de electricidade do sector da indústria é de 33% em 2000, 15% em 2015 e 39% em 2030.

**Tabela 11 – Actividade das tecnologias de co-geração no cenário base (PJ)**

Código da tecnologia	Descrição da tecnologia	2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
COMSFGAS01	Pilha de combustível no sector comercial a gás natural	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	5,32
IAMHFO00	Autoprodução da indústria química –amoníaco – a fuelóleo	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ICHHFO00	Autoprodução da indústria química a fuelóleo	1,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IGFHFO00	Autoprodução da indústria de vidro - vidro plano- a fuelóleo	0,08	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IGHHFO00	Autoprodução da indústria de vidro – outro vidro - a fuelóleo	0,19	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IISBFG00	Autoprodução da indústria de aço e ferro a gás de alto-forno	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IISCOG00	Autoprodução da indústria de aço e ferro gás de coque	0,18	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INDBGAS01	Ciclo combinado em contra pressão a gás natural	0,00	0,26	0,26	0,88	1,13	1,13	11,64	11,64
INDFCHH210	Pilha de combustível a hidrogénio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16
INDSPBLQ01	Turbina de condensação a licores negros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	12,52	12,52
INDSPBIO01	Turbina de condensação a biomassa	0,00	0,66	0,75	0,75	0,75	1,64	1,38	0,88
INMGAS00	Autoprodução da indústria de cerâmica a gás natural	0,14	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INMHFO00	Autoprodução da indústria de cerâmica a fuelóleo	0,09	0,09	0,00	0,09	0,09	0,00	0,00	0,00
IOIBIO00	Autoprodução das outras indústrias a biomassa	0,42	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IOIGAS00	Autoprodução das outras indústria as gás natural	1,57	1,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IOIHFO00	Autoprodução das outras indústrias a fuelóleo	6,28	6,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IOILFO00	Autoprodução das outras indústrias a <i>light fuel oil</i>	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IPHBIO00	Autoprodução da indústria de papel -alta qualidade- a biomassa	0,61	0,58	0,43	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
IPHBLQ00	Autoprodução da indústria de papel -alta qualidade- a licores negros	3,52	3,44	3,44	4,16	4,52	4,75	0,00	0,00
IPHGAS00	Autoprodução da indústria de papel -alta qualidade- a gás natural	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IPHHFO00	Autoprodução da indústria de papel -alta qualidade- a fuelóleo	0,62	0,62	0,62	0,62	0,15	0,00	0,00	0,00
IPLBIO00	Autoprodução da indústria de papel -baixa qualidade- a biomassa	0,51	0,33	0,26	0,11	0,00	0,09	0,00	0,00
IPLGAS00	Autoprodução da indústria de papel -baixa qualidade- a gás natural	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IPLHFO00	Autoprodução da indústria de papel -baixa qualidade- a fuelóleo	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,00	0,00	0,00
REFHFO00	Autoprodução da refinação a fuelóleo	1,49	1,26	1,15	1,31	1,33	1,04	0,00	0,00
REFISCOA20	IGCC com CCS da refinação a carvão	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,58	3,69	3,89
REFRFG00	Autoprodução da refinação a gás de refinaria	0,70	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,00	0,00
	Total	18,5	17,1	8,0	9,0	9,1	11,0	29,4	34,4

Em 2000 a actividade do sector baseia-se essencialmente no consumo de combustíveis fósseis, sendo que 62% do output do sector é proveniente de tecnologias que consomem produtos petrolíferos (fuelóleo, gás de alto forno, gás de refinaria, e gasóleo). Existe também uma actividade significativa de tecnologias a partir de fontes de energia renovável nomeadamente



biomassa e licores negros instaladas no sub-sector da pasta e do papel, atingindo os 27%. A actividade das restantes tecnologias tem por base o consumo de carvão (sub-sectores da refinação e siderurgia) e gás natural que representam respectivamente 1 e 10% da actividade do sector.

Com o forte decréscimo da actividade de 2000 para 2005, o TIMES\_PT retira do sector inúmeras tecnologias sendo estas de uma forma geral tecnologias de pequena capacidade (entre 0,01 e 0,28 GW) que consomem na sua maioria produtos petrolíferos e gás natural. Tal acontece porque alguns subsectores da indústria deixam de usar a co-geração - como é o caso dos subsectores IAM, ICH, ICL, IGF, IGH e IOI – e noutros porque as tecnologias sub-sectoriais são substituídas total ou parcialmente por co-gerações centralizadas - IIS e IPP. Visto que em 2001 ocorre a instalação de duas tecnologias co-geração a gás natural e biomassa, com capacidades de 0,01 e 0,02 GW respectivamente, e em 2005 a tecnologia de co-geração centralizada de biomassa têm um reforço de capacidade de 4 MW, como se pode ver na Figura 26. Estes factores alteram a estrutura de consumos do sector e em 2005 as tecnologias de FER's passam a representar 61% da actividade do sector e as que consomem produtos petrolíferos 35%, as restantes tecnologias (3%) consomem gás natural.

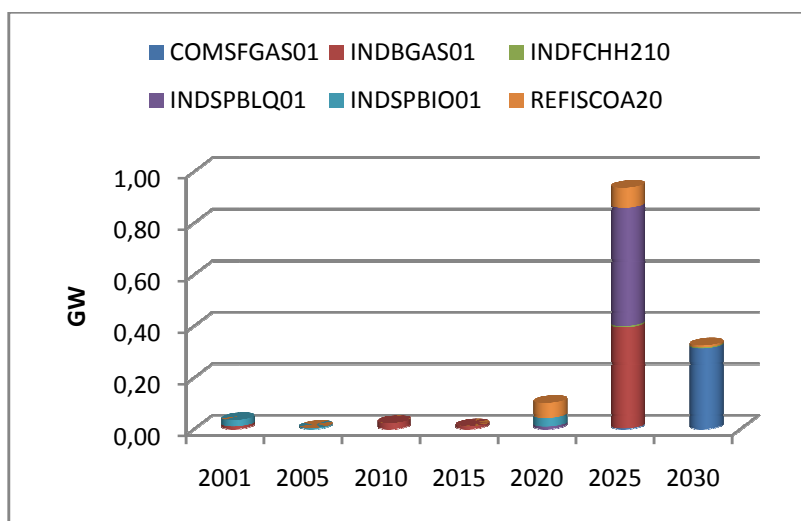


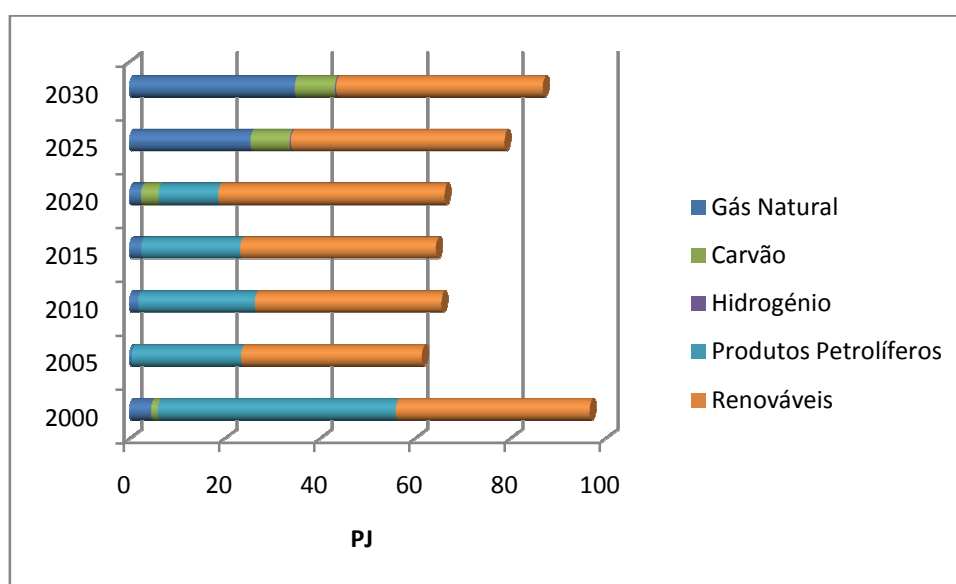
Figura 26 - Capacidades instaladas das tecnologias do sector da co-geração no cenário base.

No período de 2005 a 2015 o sector não sofre grandes alterações, a registar apenas um aumento da capacidade da tecnologia co-geração centralizada a gás natural de 0,03 GW, que é acompanhada por um aumento de actividade da mesma e consequentemente uma maior actividade do sector baseada em gás natural (12% em 2015). Para além disso várias tecnologias do ano base que consomem produtos petrolíferos cessam a sua actividade.

No ano 2020 as tecnologias do ano base que ainda estavam em funcionamento chegam ao fim do seu tempo de vida e como tal ocorre um forte investimento em novas tecnologias. O TIMES\_PT dá preferência a tecnologias de co-geração centralizada, assim no período de 2020 a 2030 instala: 0,31 GW de tecnologias de co-geração centralizada de pilhas de combustível a gás natural no sector comercial; 0,01 GW de tecnologias de co-geração centralizada de pilhas de combustível a

hidrogénio; 0,47 GW de tecnologias de co-geração centralizada a licores negros; 0,15 GW de tecnologias de co-geração centralizada IGCC a carvão com CCS; e ainda o reforço das capacidades das tecnologias de co-geração centralizada de gás e biomassa de 0,0 3 e 0,39 GW respectivamente. Estas novas capacidades vão permitir dar resposta ao aumento de actividade do sector. Assim em 2030 a estrutura de consumos do sector é bastante diferente do ano base, sendo que as tecnologias de gás natural representam 49% da actividade seguidas pelas tecnologias de FER's 39% e pelas tecnologias a carvão 11%.

Em termos de energia primária (Figura 27) o consumo de produtos petrolíferos decresce dos 52% no ano base até zero em 2025, sendo substituído pelo consumo de gás natural que no último ano é de 40%; o consumo de biomassa e licores negros (FER's) aumenta gradualmente de 42% em 2000 para 50% em 2030 e o carvão volta a ser introduzido no sector com as tecnologias com CCS e no período final representa 10%.



**Figura 27– Consumo de energia primária do sector da co-geração no cenário base.**

As emissões das tecnologias do sector reflectem os consumos de energia primária tal como ilustrado na Figura 28, até 2020 as emissões de CO<sub>2</sub> resultam essencialmente do consumo de produtos petrolíferos e partir desse ano do consumo de gás natural. As tecnologias a carvão instaladas em 2020 possuem CCS que têm uma eficiência de remoção de 90% das emissões das mesmas.

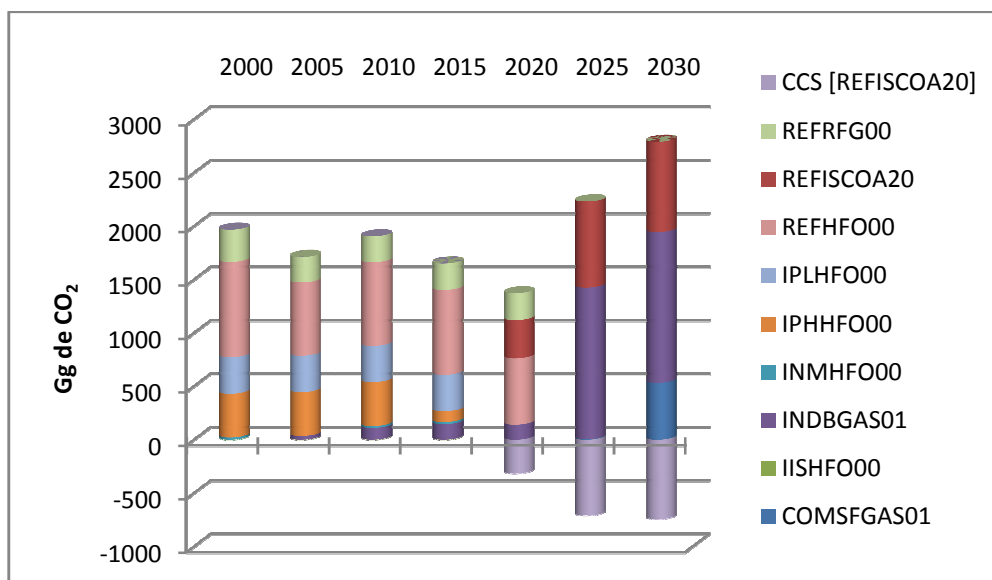


Figura 28- Emissões de CO<sub>2</sub> do sector da co-geração no cenário base.

As restrições impostas ao sector da electricidade foram determinadas com base nas emissões em 2015 do sector no cenário base. Os cenários de restrição vão aumentando o esforço de redução em intervalos de 10% como ilustrado na Tabela 12.

Tabela 12 - Restrições impostas às emissões do sector da co-geração.

Gg de CO <sub>2</sub>	2015	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%	-60%	-70%	-80%	-90%
Co-geração	1.650,8	1.485,7	1.320,6	1.155,6	990,5	825,4	660,3	495,2	330,2	165,1

De forma a cumprir às restrições impostas às emissões de CO<sub>2</sub> do sector e ao mesmo tempo satisfazer a procura de calor e electricidade para os vários sectores consumidores destes serviços de energia final o TIMES\_PT vai escolher em cada cenário qual o melhor conjunto de tecnologias que minimize o custo total do sistema. Os custos das tecnologias são os custos de investimento, de operação e manutenção e de combustível tal como é apresentado no perfil das novas tecnologias do sector na Figura 29.

No caso das restrições impostas ao sector da co-geração a evolução do custo dos combustíveis é igual em todos os cenários, com excepção do custo dos licores negros e o gás de refinaria. As principais fontes de energia primária para o sector o carvão, gás natural e a biomassa possuem uma evolução de custos igual ao cenário base (ANEXO I).

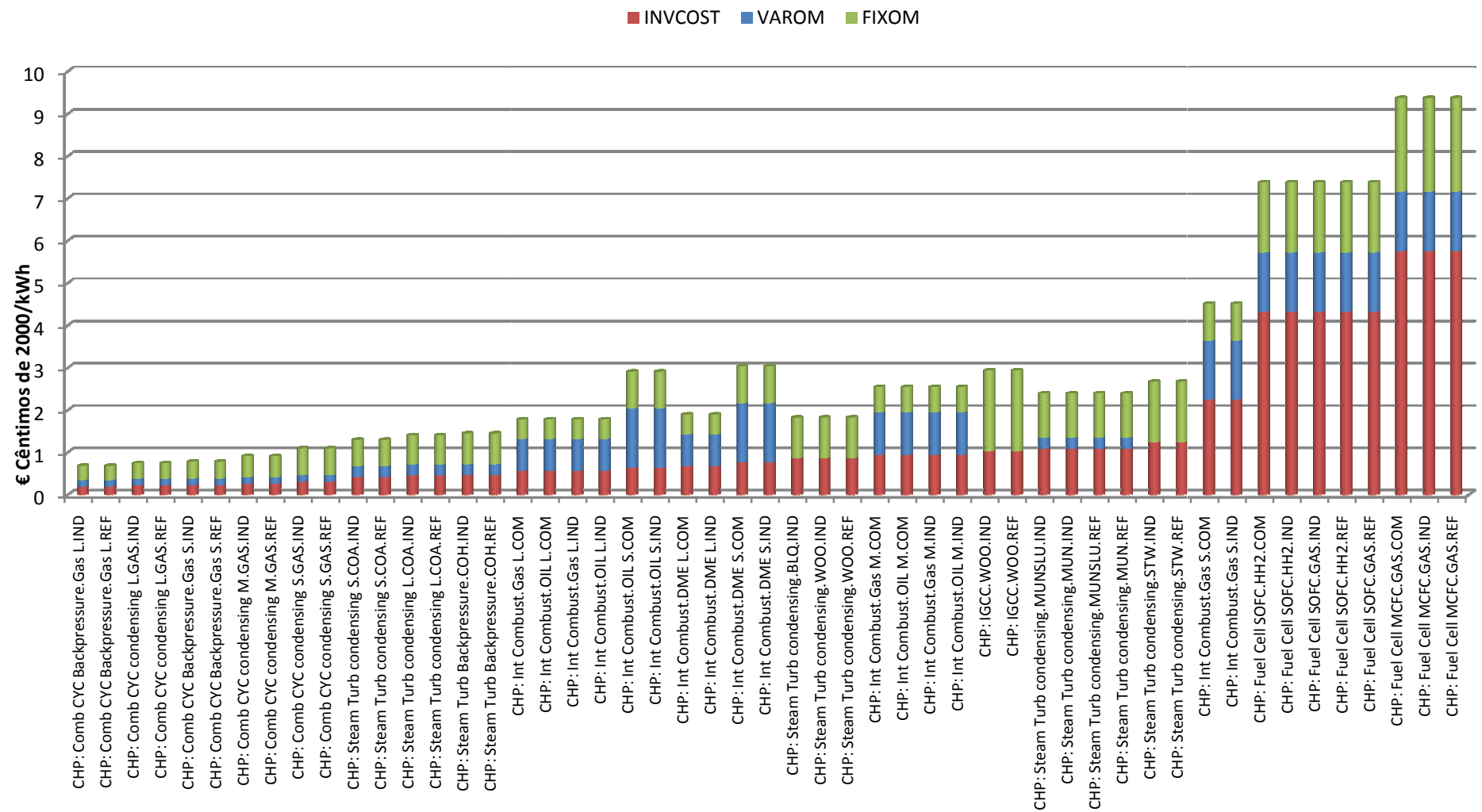


Figura 29- Perfil de custos das novas tecnologias (COM, IND e REF) do sector da co- geração em 2015 ( Fonte : IER Technology Database ).

A curva de custo marginal de redução de CO<sub>2</sub> do sector da co-geração é apresentada na Figura 30, e os pontos da curva representam o custo de redução da última tonelada de CO<sub>2</sub> em cada um dos cenários de restrição de emissões.

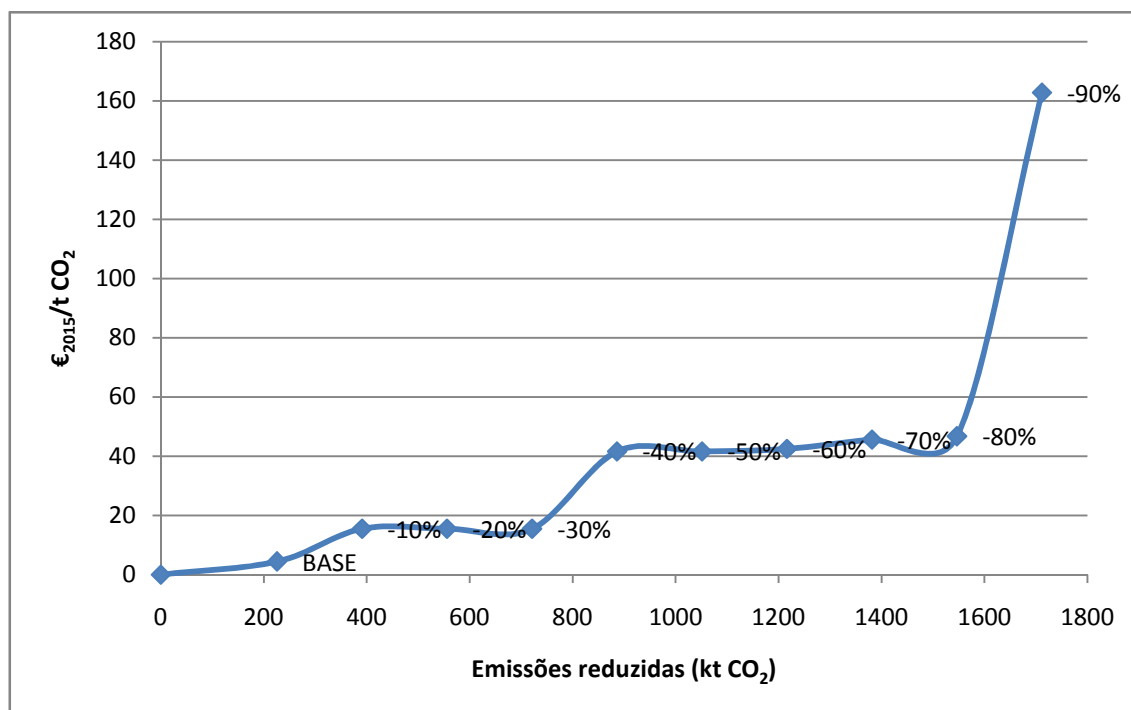


Figura 30- Curva de custo marginal de redução de CO<sub>2</sub> do sector da co-geração em 2015.

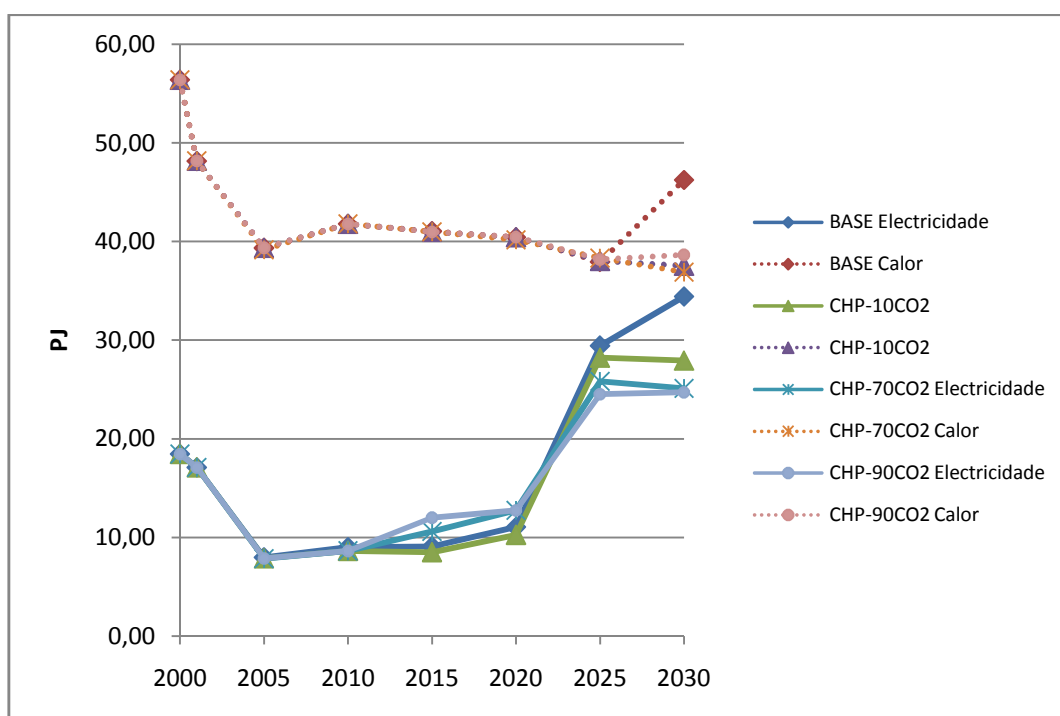
As grandes alterações no sector da co-geração induzidas pelo aumento das restrições às emissões dão-se entre os cenários em que existe um aumento acentuado do custo da tonelada de CO<sub>2</sub>, sendo que as zonas de maior inflexão na MACC apresentada são do cenário sem restrição ao cenário -10%, em que tonelada de CO<sub>2</sub> aumenta de 0 para 15,5 €/2015/t CO<sub>2</sub>, sendo o cenário base um ponto de transição (4,4 €/2015/t CO<sub>2</sub>); dos cenários -30 a -40% em chega aos 41,6 €/2015/t CO<sub>2</sub>; e por último dos cenários -80 a -90% em que atinge os 162,8 €/2015/t CO<sub>2</sub>. As restrições analisadas com mais detalhe serão as representativas destas alterações logo a restrição -10%, - 80% e -90% de redução às emissões de CO<sub>2</sub>.

Tendo como ponto de partida o cenário base em que a evolução do sector e perfil de tecnologias foi já descrita, a diferença entre este e o cenário sem qualquer restrição às emissões em termos de tecnologias traduz-se numa menor capacidade instalada (-0,01 GW) da central de co-geração centralizada a gás natural, sendo que no cenário -10% e relativamente ao cenário base esta tecnologia já nem sequer é instalada.

Entre os cenários -10 a -30% o TIMES\_PT escolhe instalar 0,03 GW da tecnologia de co-geração a biomassa logo em 2001 (mais 0,01 GW que no cenário base), visto que esta que não possui emissões de CHPCO<sub>2</sub>N pois o factor de emissão de CO<sub>2</sub> da biomassa é zero. Para além disso reforça também a capacidade instalada da tecnologia em 0,01 GW nos anos 2010 e 2015, o que não acontecia no cenário base, mas apesar disso têm que diminuir a actividade do sector

reduzindo o output de electricidade, como se pode verificar na Figura 31, visto que esta tecnologia é menos eficiente que a de gás natural.

Nos cenários de restrição seguinte ou seja do -40 a -80% de redução de CO<sub>2</sub> o TIMES\_PT para fazer face às restrições impostas e comparativamente ao conjunto de cenários -10 a -30%, vai ter que fazer maiores aumentos de capacidade em 2010 e 2015 na tecnologia de co-geração a biomassa, dos 0,02 GW no -40% a 0,15 GW no -80%, para além da instalação em 2001 dos 0,03 GW. Sendo que algumas tecnologias de co-geração a produtos petrolíferos do sub-sector da pasta e do papel encerram em 2010 prematuramente em comparação com o cenário base, assim este sub-sector fica apenas com tecnologias de co-geração à base de biomassa e licores negros. Estes aumentos de capacidade fazem com que o output de electricidade do sector seja superior à do cenário base em 2015, a produção de calor mantém-se pois o calor produzido pela tecnologia de co-geração centralizada a biomassa vai substituindo progressivamente o calor proveniente da tecnologia de co-geração a fuelóleo da refinaria.



**Figura 31- Actividade do sector da co-geração nos vários cenários de restrição de emissões**

No cenário -90% o aumento de capacidade na tecnologia de co-geração centralizada a biomassa em 2015 é o maior 0,19 GW, e o calor produzida por esta tecnologia vai substituir por completo o da tecnologia da co-geração a fuelóleo da refinaria. A evolução da actividade das tecnologias do sector da co-geração é representada na Figura 32.

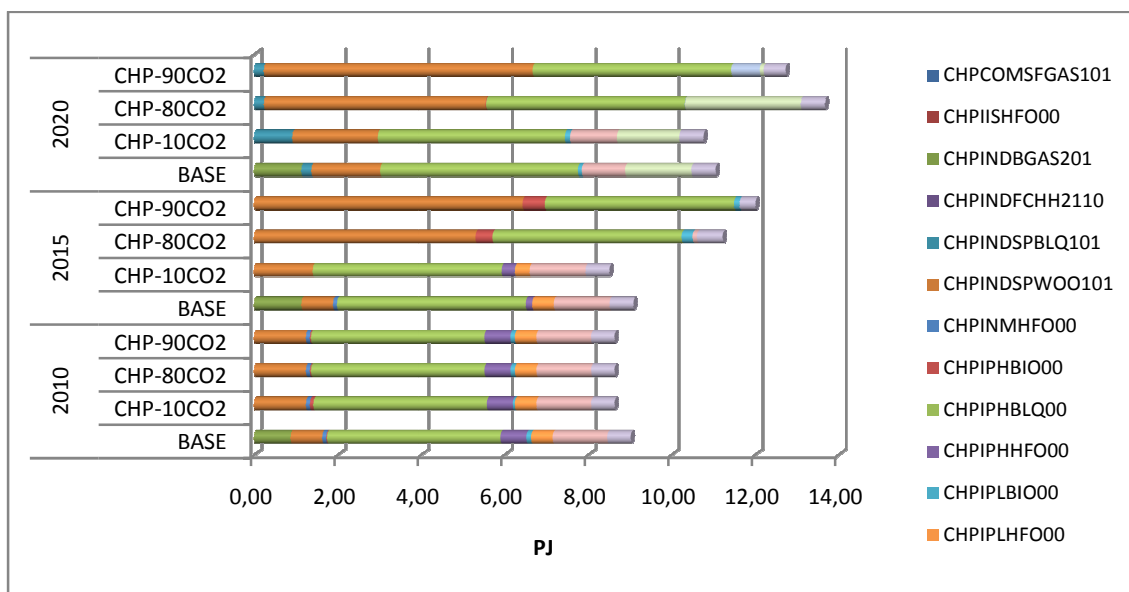


Figura 32 – Actividade das tecnologias de co-geração nos vários cenários de restrição.

Em 2020 com a disponibilidade das tecnologias com CCS o TIMES\_PT vai implementar em todos os cenários uma tecnologia de co-geração a carvão com CCS no sector da refinação, sendo que no cenário -90% vai optar por instalar uma maior capacidade de tecnologia de co-geração a gás natural com CCS, como se pode ver na Figura 33. Estas tecnologias vão complementar o calor gerado pela tecnologia de co-geração centralizada a biomassa para a refinaria. No caso do subsector da pasta a papel vai ser instalada uma tecnologia de co-geração a licores negros que vai substituir as tecnologias a biomassa e licores negros que chegam ao fim de vida.

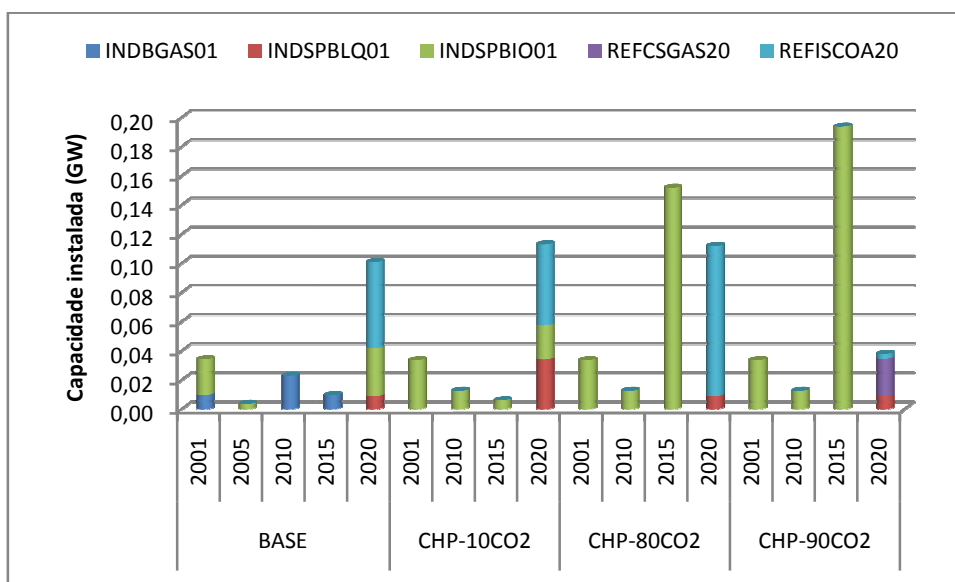


Figura 33– Novas capacidades instaladas no sector da co-geração nos vários cenários.

---

### 6.3 CIMENTO

O consumo e a produção do cimento estão directamente relacionados com a actividade do sector da construção e consequentemente com a actividade económica em geral. A indústria cimenteira em Portugal é composta por duas empresas a CIMPOR e a SECIL que possuíam a operar no país em 2000 seis unidades. No TIMES\_PT o sector da produção de cimento representa as tecnologias de produção de clínquer e cimento. As várias tecnologias existentes no sector no ano base e as tecnologias futuras não possuem dispersão geográfica, assim sendo as seis unidades de produção de cimento existentes em 2000 são caracterizadas numa única unidade. A Figura 34 esquematiza a modelação das tecnologias do sector no TIMES\_PT.

As tecnologias do sector encontram-se bastante agregadas existindo três tecnologias genéricas que representam as principais fases do processo produtivo. Assim de acordo com os processos e técnicas descritas no documento de Melhores Técnicas Disponíveis no Sector Cimenteiro Nacional (CCPCIP, 2000), as tecnologias:

- ICMWETPRD e ICMdryPRD representam os fornos de clínquer e correspondem à clínquerização/cozedura, sendo o calor necessário a este processo produzido pelas tecnologias ICMHth;
- ICMFINPRO é o conjunto dos processos finais do cimento e corresponde à moagem do cimento;
- ICMOTHPRD inclui todas as restantes fases do processo produtivo.

As matérias-primas de entrada primárias (calcário e margas) e secundárias (areias, argilas, cinzas e outras) não são representadas por não serem relevantes para o balanço energético.

A produção de cliquer (MCMCLK) está representada por duas tecnologias distintas que pretendem modelar os fornos de clínquer, assim nas tecnologias ICMHth ocorre a produção de calor de alta temperatura, necessária à cozedura das matérias primas primárias que ocorre nas tecnologias ICMdryPRD (correspondente à produção de clínquer por via seca) e na tecnologia ICMWETPRD (correspondente à produção de clínquer por via húmida). A tecnologias de produção de calor de alta entalpia podem consumir diversos tipos de combustível simultaneamente - fuelóleo, biomassa, coque entre outros. As tecnologias de produção de cliquer (ICMDryPRD e ICMWETPRD) para além do calor de alta entalpia possuem também consumos de outras formas de energia como a electricidade e o gás natural.

A tecnologia ICMOTHPRD que produz inputs para a produção de clínquer, é um artifício de modelação que permite incluir no processo produtivo todos os restantes consumos de energia do sector referidos no balanço energético. Assim inclui-se aqui os consumos relativos à preparação das matérias-primas e combustíveis e à embalagem e expedição do produto final, bem como os outros consumos do sector, que não estão directamente ligados ao processo produtivo tais como o consumo de gás natural em caldeiras para aquecimento de água para actividades auxiliares, por exemplo cantinas.



O clínquer produzido sofre uma moagem para homogeneização e são-lhe depois adicionadas as matérias-primas secundárias de forma a produzir os diversos tipos de cimento (ICM) comercializados, este processo ocorre nas tecnologias ICMFINPRO.

Na Tabela 13 são caracterizadas as tecnologias do ano base do sector de produção do cimento. A tecnologia ICMOTHPRD00 não têm custos porque esta representa um conjunto de actividades complementares à produção e assume-se que esses custos estão incluídos nas outras tecnologias.

**Tabela 13 – Caracterização das tecnologias do sector do cimento do ano base**

Código das tecnologias	Descrição das tecnologias	Stock	Varom	Fixom	Life
		Mt	M€ <sub>2000</sub> /Mt		Anos
ICMDRYPRD00	Produção de clínquer, via seca	8,41	5	5	30
ICMWETPRD00	Produção de clínquer, via húmida	0,00	5	5	30
ICMOTHPRD00	Outros processos	8,41	-	-	40
ICMFINPRO00	Processos finais	10,25	3	3	30

A evolução da actividade das tecnologias do sector é apresentada na Tabela 14. A actividade do sector é caracterizada pela produção de cimento, sendo que esta decresce até 2015 e a partir desse ano aumenta até ao final do período.

Num cenário base o sector do cimento não sofre grandes alterações tecnológicas, visto que apenas é introduzida a nova tecnologia de processos finais. A produção de clínquer continua a fazer-se com a tecnologia do ano base que sofre uma série de aumentos de capacidade para poder fazer face ao aumento da procura

**Tabela 14 – Actividade das tecnologias do sector do cimento no cenário base**

Código das tecnologias	Descrição das tecnologias	Unidade	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
ICMOTHPRD00	Outros Processos	-	8,41	8,11	7,35	7,72	8,63	8,82	9,02
ICMDRYPRD00	Produção de Clínquer, via seca	Mt clínquer	8,41	7,00	5,60	4,20	2,80	1,40	0,00
ICMDRYPRD01			0,00	1,11	1,75	3,52	5,83	7,42	9,02
Total			8,41	8,11	7,35	7,72	8,63	8,82	9,02
ICMFINPRO00	Processos finais	Mt de cimento	10,25	8,54	6,83	5,13	3,42	1,71	0,00
ICMFINPRO05			0,00	1,35	2,13	4,29	7,11	9,05	11,00
Total			10,25	9,89	8,96	9,42	10,52	10,76	11,00

O maior consumo de energia final dá-se na produção de clínquer que consome a totalidade da biomassa, fuelóleo e carvão do sector representando 90% da energia total no ano base e 55% em 2030. O gás natural é consumido pelos outros processos em todo o período, e o consumo de electricidade e diesel é repartido pelas várias tecnologias. O aumento de actividade do sector a partir de 2015 induz um aumento do consumo de energia final, mantendo-se a repartição dos consumos entre as várias tecnologias, como se pode observar na Figura 35

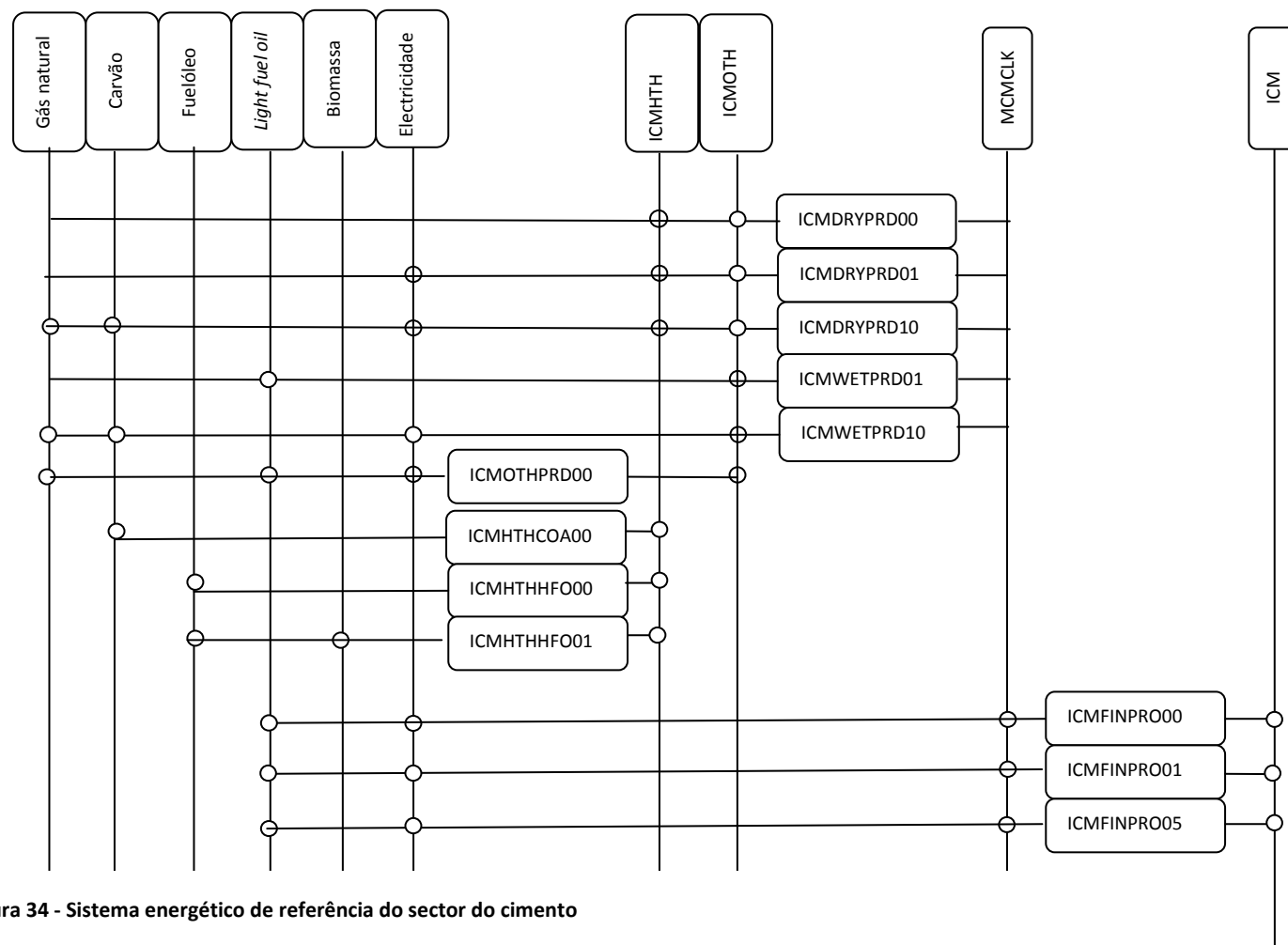
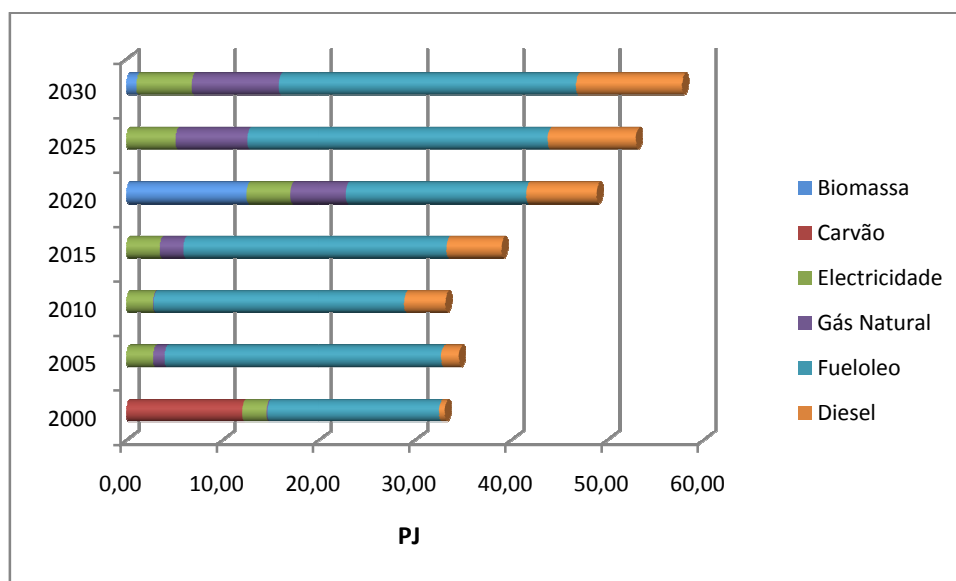


Figura 34 - Sistema energético de referência do sector do cimento



**Figura 35– Consumo de energia final pelo sector da produção de cimento no cenário base**

No período de 2000 a 2005 o sector deixou de usar carvão para a produção de clínquer e passou a usar maioritariamente fuelóleo. A partir de 2005 o sector pode usar fuelóleo e também biomassa até 40% do total de combustível usado para a produção de calor com uma perda de eficiência na conversão para calor de 5%. Apesar de ter alguma variação na quantidade consumida ao longo do tempo o fuelóleo é o combustível mais consumido em todo o período no ano base é cerca de 54% da energia total em 2005 apresenta o máximo de 83% decrescendo depois até ao mínimo de 38% em 2020 e estabiliza nos anos seguintes em 54%. No cenário base o uso da biomassa só ocorre de uma forma significativa em 2020, visto que neste ano ocorre um pico de disponibilidade de biomassa. O aumento do consumo de gás natural e diesel a partir de 2015 deve-se ao aumento de actividade do sector e das tecnologias associadas aos outros processos.

As emissões do sector vão reflectir a utilização dos combustíveis fósseis bem como as emissões do processo que são geradas durante a produção de clínquer. O valor do factor de emissão de processo da tecnologia do ano base é proveniente dos grupos de interesse consultados.

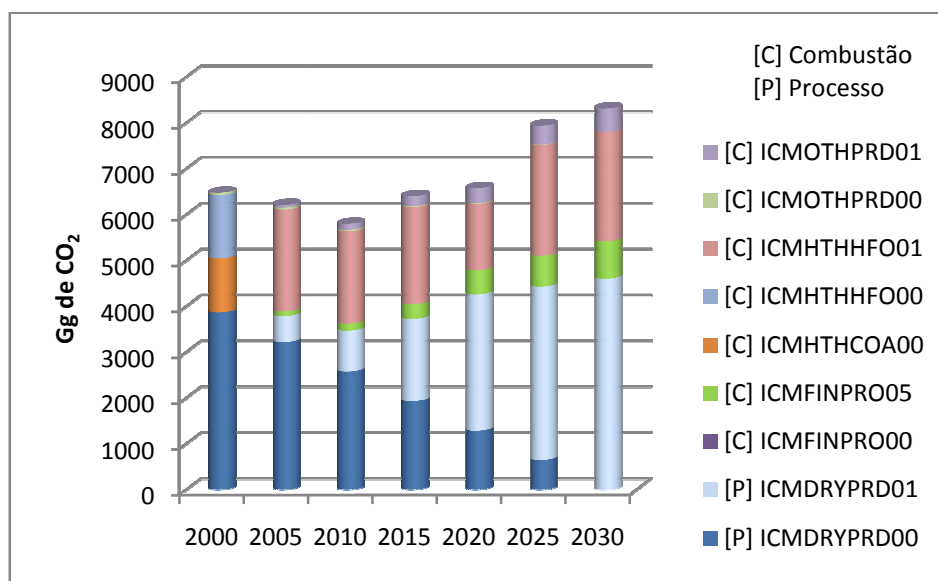
**Tabela 15 - Factores de emissão do processo do sector do cimento**

Sector	Tecnologia	Factor de emissão (Gg CO <sub>2</sub> /PJ)
Cimento	ICMDRYPRD00	460
	ICMDRYPRD01	510
	ICMDRYPRD10	510
	ICMWETPRD01	510

As emissões da combustão do sector resultam essencialmente da produção de calor para a cozedura das matérias-primas, no ano base o consumo de carvão e fuelóleo nos fornos de clínquer é responsável pela totalidade das emissões da combustão (Figura 36). Nos restantes anos o consumo de fuelóleo nos fornos de clínquer é responsável por aproximadamente 35% das

emissões totais, com excepção nos anos de 2020 e 2030 em que a representatividade diminui para 25%. Sendo que em 2020 essa diminuição deve-se ao elevado consumo de biomassa, e em 2030 ao aumento das emissões associadas ao consumo de diesel da nova tecnologia de processos finais.

As emissões de processo representam cerca de 60% das emissões totais até 2020 e 56% a partir desse ano devido ao aumento da representatividade das emissões da combustão, como apresentado na Figura 36.



**Figura 36– Emissões do sector da produção de cimento no cenário base**

As restrições impostas ao sector da produção de cimento foram determinadas com base nas emissões em 2015 do sector no cenário base, e actua sobre a totalidade das emissões do sector - ou seja o somatório das emissões de processo e combustão. O sector apenas consegue cumprir a meta de redução de 2% das emissões (6273 Gg de CO<sub>2</sub>).

De forma a cumprir a restrição imposta e ao simultaneamente satisfazer a procura de cimento o TIMES\_PT vai escolher qual o melhor conjunto de tecnologias que minimiza o custo total do sistema. Os custos das novas tecnologias do sector são apresentados na Figura 37<sup>6</sup>.

Tal como já foi referido as tecnologias de 2001 são tecnologias intermédias que permitem às tecnologias do ano base aumentarem a sua capacidade produtiva, assim o TIMES\_PT possui apenas duas novas tecnologias no sector da produção de cimento, uma para a produção de clínquer a tecnologia ICMDRYPRD10 e a para os processos finais do cimento a tecnologia ICMFINPRO05. A nova tecnologia de produção de clínquer possui CCS e como tal só está disponível a partir de 2020.

<sup>6</sup> Devido a questões de confidencialidade a Figura 37 não está disponível na versão pública deste documento.

---

A imposição da redução de 2% das emissões no sector da produção de cimento induz um aumento do custo total do sistema de 1390 M€, relativamente ao cenário Quioto. O custo da redução das emissões no sector da produção de cimento é de 20,2 €/ton CO<sub>2</sub> e das restantes emissões sectoriais é de 12,2 €/ton CO<sub>2</sub>, sendo o custo total de redução de 271,8 €/ton CO<sub>2</sub> em 2015.

De forma a cumprir a restrição imposta o TIMES\_PT vai alterar a estrutura de consumo de combustíveis do sector e introduzir novas tecnologias. Assim nos fornos de clínquer aumenta o consumo de biomassa para a produção de calor até ao máximo de 40% do total de combustível usado nos fornos, em 2015 o consumo de biomassa nos fornos é de 5% e partir de 2020 atinge o máximo. Nas tecnologias dos outros processos dá-se uma diminuição do consumo de diesel a favor do gás natural de 2015 a 2025, e nos últimos cinco anos do período consomem apenas electricidade.

Para além disso ocorre também a entrada no sistema da tecnologia de produção de clínquer com CCS, sendo instalados 1,47 e 1,59 Mt em 2025 e 2030, em detrimento da tecnologia intermédia de produção de clínquer. O CCS da nova tecnologia de produção de clínquer não se aplica às emissões do consumo de combustíveis para a cozedura das matérias-primas que representam 51% das emissões da tecnologia.

A introdução destas alterações no sector vai provocar um aumento no custo de produção do cimento. No período de 2010 a 2015 no cenário base o custo de produção de uma tonelada de cimento é 59,4 € e num cenário de redução de 2% das emissões do sector o custo é de 71,2 €, o que representa um aumento de 21%. Este aumento do custo ocorre também nos restantes períodos, e torna-se cada vez mais significativo.

A imposição de restrições às emissões sectoriais mais exigentes torna o sistema o insolúvel, visto que o TIMES\_PT não consegue produzir internamente a totalidade do clínquer necessário para satisfazer o aumento da procura de cimento que ocorre no último período (2025-2030). Tal deve-se às opções de modelação tomadas para a representação dos fornos de clínquer por duas tecnologias distintas, o que faz com que as emissões resultantes da produção de calor não possam ser sequestradas pela tecnologia com esta capacidade. Sendo que o TIMES\_PT implementa todas as opções de redução das emissões de combustão possíveis, o aumento do consumo de biomassa na produção de calor para a cozedura de matérias-primas e o aumento do consumo de combustíveis com menor teor carbónico nas restantes tecnologias.

Esta dificuldade na redução de emissões no sector deve-se à pouca flexibilidade do modelo devido às opções de modelação tomadas mas também ao bom desempenho das tecnologias do ano base a nível de consumos energéticos que reflectem o facto de o sector estar já a operar muito próximo dos parâmetros definidos nas MTD.

No ano base a intensidade energética (energia/unidade de produto final) do sector é de 3,9 GJ/ton<sub>clínquer</sub> enquadrando-se dentro do intervalo de valores definida pelo IPPC relativas às melhores técnicas disponíveis no sector do cimento (IPPC, 2007) seguidamente enunciadas:

- Forno rotativo, via seca, com pré-aquecedor de ciclones e pré-calcinador : 3 GJ/t<sub>clínquer</sub>;

- Forno rotativo, via seca, com pré aquecedor de ciclones: 3,1 -4,2 GJ/t<sub>clinker</sub>;

A intensidade carbónica do sector no ano 2000 é de 771 kgCO<sub>2</sub>/ t<sub>clinker</sub> e encontra-se abaixo da gama definida pelo IPPC para os fornos de clínquer na Europa, sendo os valores de referência 800-1040 kgCO<sub>2</sub>/ ton<sub>clinker</sub>.

A entrada de novas tecnologias de produção de clínquer ao longo do período de estudo altera negativamente o desempenho do sector relativamente aos dois parâmetros referidos, isto deve-se ao facto das novas tecnologias existentes na base de dados serem menos eficientes, como se pode ver na e Tabela 16 em que se mostra as quantidades necessárias de energia e materiais para a produção de uma mega tonelada de clínquer.

A tecnologia de produção intermédia de clínquer por via seca (ICMDRYPRD01) é menos eficiente devido ao aumento do consumo de electricidade o que não implica um aumento das emissões do sector. A nova tecnologia de produção intermédia de clínquer por via seca (ICMDRYPRD10) é menos eficiente devido à funcionalidade de captura e sequestro de CO<sub>2</sub>. Sendo que ambas as tecnologias possuem maiores emissões de processo devido ao aumento do factor de emissão de processo associado, apesar de na tecnologia ICMDRYPRD10 cerca de 90% dessas emissões serem capturadas.

**Tabela 16 – Comparação dos consumos das tecnologias de produção de clínquer**

		ICMDRYPRD00		ICMDRYPRD01		ICMDRYPRD10		ICMWETPRD00		ICMWETPRD01	
		INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT
Mt	Clinquer		1		1		1		1		1
PJ	Calor	3,47		3,47		4,91					
	<i>Light fuel oil</i>							6,00		0,10	
	Electricidade			0,25		0,28				0,30	
	Coque					3,30				6,00	
	Gás Natural					0,01				0,01	
Total	PJ	3,47		3,72		8,49		6,00		6,41	
	Mt	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1	1,00	1

Na Tabela 16 não é indicado o consumo de energia associado à produção do calor (ICMHTH) para a cozedura das matérias-primas, visto que os fornos de clínquer podem consumir vários combustíveis simultaneamente e em diferentes proporções, o que implica uma variação nas quantidades e nos combustíveis utilizados. Mas para uma situação em que ocorre a substituição de 40% do consumo de fuelóleo por biomassa, a produção de uma unidade de calor (PJ) requer 0,43 PJ de biomassa e 0,61 PJ de fuelóleo; no caso de o calor ser produzido apenas com recurso ao fuelóleo é necessária 1,02 PJ.

---

#### 6.4 PASTA E PAPEL

O papel é um produto que resulta da decomposição das fibras, principalmente vegetais através da adição de diversos químicos que a afectam as suas propriedades. O sector é um grande consumidor de biomassa florestal e químicos bem como de água de processamento, energia sob a forma de vapor e energia eléctrica. Consequentemente as principais questões ambientais relacionadas do sector são as emissões atmosféricas, os efluentes líquidos e o consumo de energia.

A pasta necessária à produção de papel pode ser obtida através de fibra virgem ou papel recuperado. A fibra virgem pode ser decomposta nas suas fibras individuais recorrendo a processos mecânicos ou químicos. Nos processos químicos a fibra virgem é decomposta recorrendo à adição de químicos existindo dois tipos de produção de a pasta ao sulfato ou Kraft e a pasta ao sulfito, nos processos mecânicos a decomposição da das fibras é feita através de mecanismos de trituração. Existem processos híbridos de produção como as pastas semi-químicas, termo-mecânicas e químico termo-mecânicas. As pastas

A produção de papel pode ser ou não integrada na mesma instalação de produção de pasta. Existe uma grande variedade de produtos de papel (cartão, papel gráfico, papel para embalagem, papel sanitário e para uso doméstico entre outros) bem como as suas tecnologias de produção.

Segundo o Boletim Estatístico de 2001 da Associação da Indústria Papeleira (CELPAb, 2002) em Portugal no ano 2000 apenas foi produzida pasta através de processos químicos, sendo a produção total de pasta de 1774 kt e a produção de papel de 1290 kt

No TIMES\_PT o sector da pasta e do papel inclui as tecnologias de produção da pasta e do papel. Os produtos finais do sector são caracterizados em papel de alta e baixa qualidade, toda a pasta necessária à produção de papel de alta têm que ser produzida internamente. A Figura 38 esquematiza o *RES* do sector no TIMES\_PT, apresentando as tecnologias, os combustíveis consumidos pelas mesmas e os principais fluxos de materiais.

Os combustíveis utilizados nas caldeiras auxiliares ou de recuperação do sector são a electricidade, o fuelóleo e a biomassa. A biomassa utilizada nestas caldeiras é resultante da preparação da biomassa florestal para produção de pasta sendo constituída principalmente por casca.

O calor produzido pelas caldeiras auxiliares ou de recuperação – calor de processo, IPPPRC - representa apenas 10% do calor necessário ao processo produtivo. O restante calor – calor de alta entalpia, IPPHTH – é fornecido pelas tecnologias co-geração exteriores ao sector e que também fornecem electricidade.

As tecnologias de co-geração que fornecem calor de alta entalpia ao sector consomem principalmente licores negros que são um resíduo da produção da pasta, e em menores quantidades biomassa, fuelóleo e gás natural.

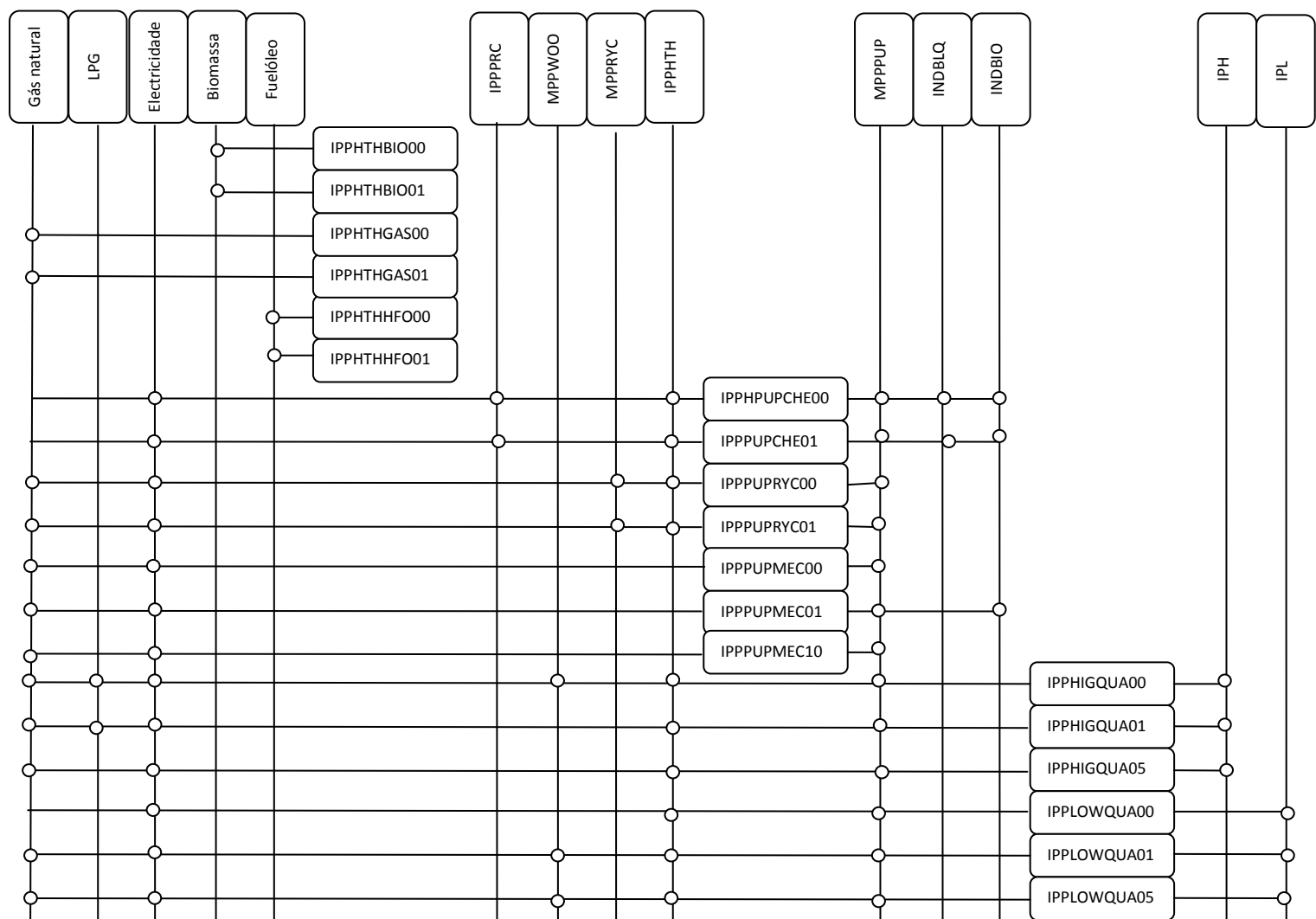


Figura 37 - Sistema energético de referência do sector da pasta e do papel



A produção de pasta e papel (MPPUP) é caracterizada através de três tecnologias genéricas que representam a produção de pasta através de meios mecânicos (IPPPUPMEC), químicos (IPPPUPCHE) e a partir de material recuperado (IPPPUPRYC). A biomassa preparada para a produção de pasta (MPPWOO) é consumida nos processos que utilizam fibras virgens, sendo o papel recuperado (MPPRYC) utilizado nos processos de produção de pasta a partir de material recuperado.

A pasta de papel produzida é depois utilizada nas tecnologias de produção de papel das quais resulta papel de alta qualidade (IPH) e papel de baixa qualidade (IPL). Para a transformação da pasta as tecnologias de papel consomem também calor de processo, calor de alta entalpia, gás natural, gás propano liquefeito e electricidade.

As tecnologias do ano base do sector são representadas na Tabela 17, estão também incluídas as tecnologias de co-geração que fornecem calor ao sector.

**Tabela 17 – Caracterização das tecnologias de produção de papel do ano base**

Código das tecnologias	Descrição das tecnologias	Stock	Eficiência	Life
		Mt	%	Anos
IPPHIGQUA00	Processos finais, papel de alta qualidade	1,43	-	25
IPPLWQUA00	Processos finais, papel de baixa qualidade	0,79	-	25
IPPPUPCHE00	Produção de pasta através de processos químicos	1,77	-	25
IPPHTHGAS00	Caldeiras a gás natural (PJ)	0,41	0,9	25
IPPHTHHFO00	Caldeiras a fuelóleo (PJ)	0,92	0,9	25
CHPIPHBIO00	Co-geração, autoprodução a biomassa, papel alta qualidade (GW)	0,95	0,02	20
CHPIPHBLQ00	Co-geração, autoprodução a licores negros, papel alta qualidade (GW)	0,22	0,12	20
CHPIPHGAS00	Co-geração, autoprodução a gás natural, papel alta qualidade (GW)	0,01	0,12	20
CHPIPHHFO00	Co-geração, autoprodução a fuelóleo, papel alta qualidade (GW)	0,04	0,12	20
CHPIPLBIO00	Co-geração, autoprodução a biomass, papel baixa qualidade (GW)	0,02	0,12	20
CHPIPLGAS00	Co-geração, autoprodução gás natural, papel baixa qualidade (GW)	0,01	0,12	20
CHPIPLHFO00	Co-geração, autoprodução a <i>light fuel oil</i> , papel baixa qualidade (GW)	0,03	0,12	20

As tecnologias do ano base de produção de pasta de papel e papel de alta e baixa qualidade não possuem custos variáveis nem fixos pois estes não foram disponibilizados e a sua introdução não altera a evolução da actividade do sector. Relativamente às caldeiras de recuperação e/ou fornalhas estas não possuem custos de investimento nem de operação e manutenção pois consideram-se parte integrante da tecnologias de produção de pasta. Os custos das tecnologias de co-geração encontram-se no capítulo relativo ao sector.

A actividade das tecnologias do sector da pasta e do papel ao longo do período de estudo no cenário base é caracterizada na Tabela 18, sendo que a actividade das tecnologias de produção de

pasta de papel e papel é quantificada em termos da quantidade produzida (Mt) e das caldeiras e co-gerações em termos da energia fornecida (PJ).

**Tabela 18- Actividade das tecnologias de produção de papel no cenário base**

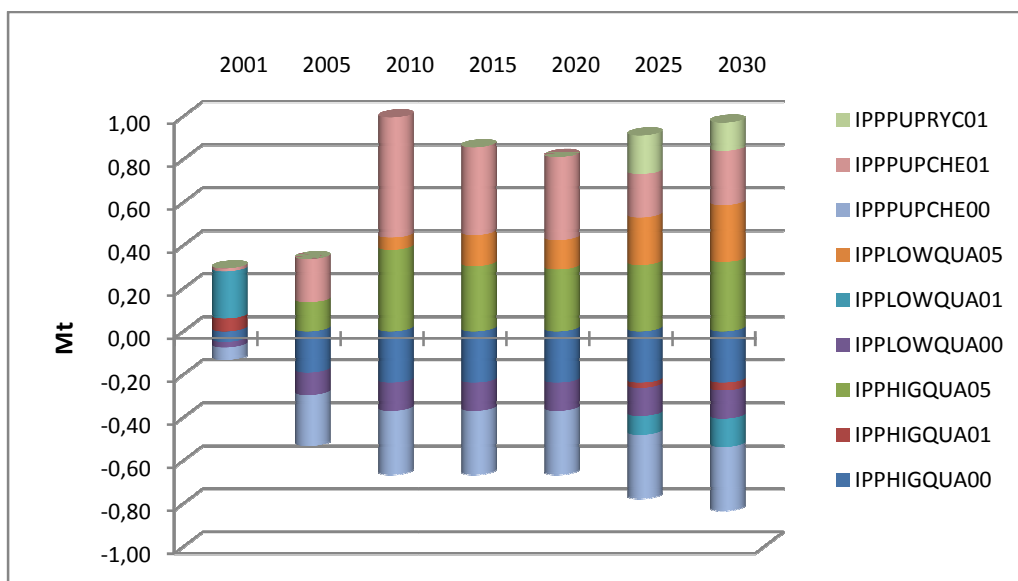
Código da tecnologia	Descrição da tecnologia	Unidade	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
IPPHIGQUA00	Processos finais do papel de alta qualidade	Mt de papel	1,43	1,19	0,95	0,71	0,48	0,24	0,00
IPPHIGQUA01			0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,04	0,00
IPPHIGQUA05			0,00	0,14	0,51	0,82	1,10	1,41	1,74
Total de papel de alta qualidade (Mt)			1,43	1,38	1,53	1,59	1,64	1,69	1,74
IPPLowQUA00	Processos finais do papel de baixa qualidade	Mt de papel	0,79	0,53	0,53	0,39	0,26	0,13	0,00
IPPLowQUA01			0,00	0,22	0,22	0,22	0,22	0,13	0,00
IPPLowQUA05			0,00	0,00	0,06	0,20	0,34	0,56	0,82
Total de papel de baixa qualidade (Mt)			0,79	0,75	0,80	0,81	0,82	0,82	0,82
IPPPUPCHE00	Produção de pasta através de processos químicos	Mt de pasta	1,77	1,48	1,18	0,89	0,59	0,30	0,00
IPPPUPCHE01			0,00	0,22	0,77	1,18	1,57	1,77	2,02
IPPPUPRYC01	Produção de pasta com material recuperado		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,31
Total de pasta (Mt)			1,77	1,69	1,96	2,07	2,16	2,24	2,33
IPPHTHBIO01	Caldeiras de recuperação e/ou auxiliares	PJ	0,00	0,00	0,00	0,00	3,27	0,86	3,65
IPPHTHGAS00			0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IPPHTHHFO00			0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IPPHTHHFO01			0,00	1,50	2,28	2,80	0,00	2,56	0,00
Total de calor de processo (PJ)			1,33	1,50	2,28	2,80	3,27	3,42	3,65

A análise da actividade das tecnologias de produção de papel de alta e baixa qualidade permite inferir que ocorre uma transferência gradual da actividade das tecnologias do ano base, para as tecnologias de 2005 devido à perda de capacidade das tecnologias do ano base. Ocorrendo aumentos de capacidade das tecnologias do ano base em 2001 de respectivamente 0,06 e 0,22 Mt em tecnologias de produção de papel de alta e baixa qualidade respectivamente (IPPHIGQUA01 e IPFLOWQUA01), e a partir de 2005 dão-se investimentos em capacidades de novas tecnologias (IPPHIGQUA05 e IPFLOWQUA05), de forma constante até 2030 como se pode ver na Figura 38.

O aumento de capacidade da tecnologia de produção de pasta de papel através dos processos químicos (IPPPUPCHE01) permite assegurar o fornecimento de licores negros para as tecnologias de co-geração do ano base. As tecnologias de co-geração do ano base são de autoprodução, ou seja fornecem apenas calor de alta entalpia para o sector da pasta e do papel, sendo que a electricidade produzida pelas mesmas pode ser consumida no sector ou encaminha da para a rede.

Em 2025 as co-gerações do ano base chegam ao fim do seu tempo de vida e começa a funcionar em pleno uma co-geração não dedicada, também a licores negros. A tecnologia de co-geração a licores negros é mais eficiente logo consome menores quantidades de licores negros o que

permite a instalação de capacidade da tecnologia de produção de pasta a partir de material recuperado (IPPPUPRYC01) em 2025.



**Figura 38 – Capacidades instaladas e retiradas no sector da pasta e papel no cenário base**

A caldeira a biomassa (IPPTH01) entra em 2020 porque nesse período existe um pico de biomassa disponível, até lá toda a biomassa era consumida por outras tecnologias nomeadamente co-gerações do ano base dos vários sectores. No período de 2020 a 2025 ocorre uma diminuição da biomassa disponível, sendo que a única existente no sistema é a produzida pelas tecnologias de produção de pasta através de processos químicos sendo esta repartida pelas várias tecnologias consumidoras da mesma. Assim ocorre uma diminuição da actividade da caldeira a biomassa e um aumento da actividade da caldeira a fuelóleo. Em 2025 a caldeira a fuelóleo chega ao fim do seu tempo de vida e sendo a sua actividade substituída pela caldeira a biomassa.

As tecnologias de co-geração industriais podem fornecer calor e electricidade a vários sectores, no entanto a tecnologia de co-geração industrial a licres negros fornece calor apenas ao sector da pasta e do papel e a sua capacidade total instalada em 2020 é de 10 MW. O calor de alta entalpia produzido pelas tecnologias de co-geração para o sector da pasta e do papel é apresentada na Tabela 19.

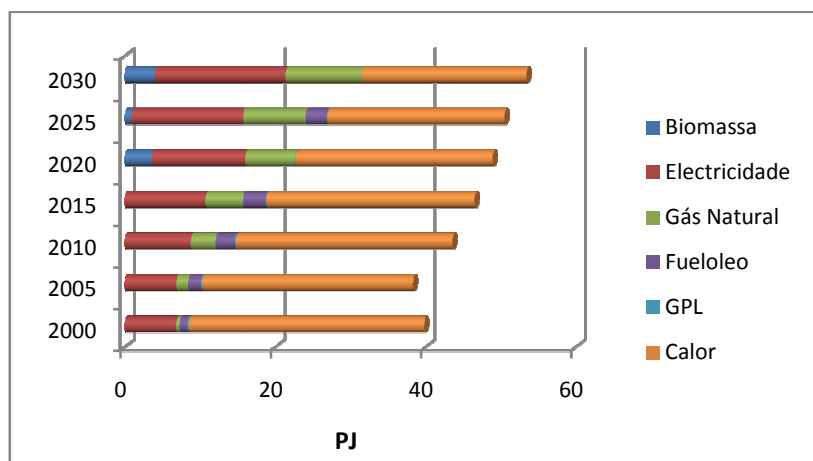
No sector da pasta e papel o consumo de calor de alta entalpia ocorre nas tecnologias de produção de pasta através de processos químicos e a partir de material recuperado e nas tecnologias de produção de papel de alta e baixa qualidade. Sendo que o consumo da calor das tecnologias de produção de pasta diminui de forma gradual de 58% no ano base para 41% em 2030, pois as novas tecnologias de produção de pasta são mais eficientes no consumo desta forma de energia como se pode verificar na Tabela 21. Consequentemente aumenta o consumo de calor de alta entalpia por parte das novas tecnologias de produção de papel, destas apenas a IPPLWQUA05 é mais eficiente no consumo de calor que as anteriormente implementadas no sistema tal como é expresso na Tabela 20.

O calor de alta entalpia produzido pelas tecnologias de co-geração é também a forma de energia mais utilizada pelo sector, representando 79% em 2000 e 41% em 2030 e sendo maioritariamente de origem renovável. Os combustíveis utilizados para gerar este calor são a biomassa e os licores negros que são também subprodutos das tecnologias de produção de pasta de papel – 79% em 2000 e 100% em 2030.

**Tabela 19 – Calor fornecido pelas tecnologias de co-geração ao sector da pasta e do papel em PJ.**

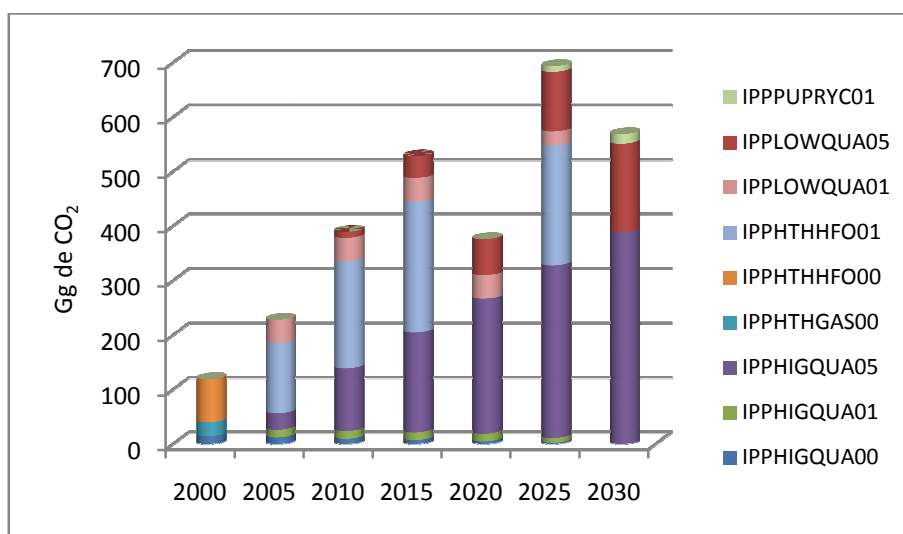
Código da tecnologia	Descrição da tecnologia	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
CHPINDBGAS201	Co-geração industrial contra pressão a gás natural	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,59	0,00
CHPINDFCHH2110	Co-geração industrial de pilhas de combustível a hidrogénio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00
CHPINDSPBLQ101	Co-geração industrial turbina de vapor de condensação a licores negros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,42	21,81	21,81
CHPIPHBIO00	Co-geração, autoprodução a biomassa, papel alta qualidade	3,24	2,30	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00
CHPIPHBLQ00	Co-geração, autoprodução a licores negros, papel alta qualidade	18,73	18,28	22,09	24,03	25,22	0,00	0,00
CHPIPHGAS00	Co-geração, autoprodução a gás natural, papel alta qualidade	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHPIPHHFO00	Co-geração, autoprodução a fuelóleo, papel alta qualidade	3,30	3,30	3,30	0,81	0,00	0,00	0,00
CHPIPLBIO00	Co-geração, autoprodução a biomassa, papel baixa qualidade	2,69	1,39	0,60	0,00	0,49	0,00	0,00
CHPIPLGAS00	Co-geração, autoprodução gás natural, papel baixa qualidade	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHPIPLHFO00	Co-geração, autoprodução a <i>light fuel oil</i> , papel baixa qualidade	2,73	2,73	2,73	2,73	0,00	0,00	0,00
Total		31,21	27,99	28,82	27,57	26,13	23,48	21,81

A electricidade é a segunda fonte de energia final mais consumida, registando um aumento de 17% em 2000 para 33% em 2030, sendo utilizada principalmente pelas tecnologias de produção de papel de baixa e alta qualidade (mais de 50% em todo o período), como se pode observar na Figura 39. O consumo de gás natural também aumenta de 1% em 2000 e 19% em 2030, sendo utilizado na sua quase totalidade a partir de 2001 pelas tecnologias de produção de papel de baixa e alta qualidade. Os restantes consumos, podem ser considerados residuais e representam 3% em 2000 e 8% em 2030, sendo que a biomassa e o fuelóleo são utilizados pelas caldeiras do sector e o GPL pelas tecnologias de produção de papel de alta e baixa qualidade.



**Figura 39-Consumo de energia final do sector da pasta e do papel no cenário base**

Na Figura 40 verificamos que o sector possui uma contribuição bastante reduzida para as emissões totais de CO<sub>2</sub> apenas de 0,2% no ano base e 0,9% em 2030, sendo que as emissões de CO<sub>2</sub> deste resultam apenas da combustão. Apesar do sector ser um grande consumidor de energia um conjunto de factores explica as reduzidas emissões do sector, o reduzido consumo de combustíveis fósseis e o elevado recurso a FER'S e outras fontes limpas como a electricidade e calor de alta entalpia, já que as emissões da electricidade e do calor de alta entalpia são alocadas noutros sectores



**Figura 40 – Emissões por tecnologia das tecnologias do sector da pasta e do papel no cenário base**

As principais tecnologias emissoras de CO<sub>2</sub> são as caldeiras a fuelóleo e as novas tecnologias de produção de papel de alta e baixa qualidade, que representam em 2015 respectivamente 46%,35% e 8% das emissões. No período de 2015 a 2020 a caldeira a fuelóleo não funciona o que provoca uma brusca diminuição das emissões. Em 2025 a caldeira a fuelóleo chega ao fim do seu tempo de vida e a sua actividade é substituída pela caldeira a biomassa. Assim em 2030 as novas tecnologias de produção de papel de alta e baixa qualidade representam 68% e 28% das emissões.

Os custos das tecnologias intermédias e novas tecnologias do sector da pasta de papel são apresentados na Figura 41, os custos apenas são comparáveis entre tecnologias que produzam o mesmo produto final. Os custos de combustível não são apresentados pois não são relevantes quando comparados com os custos de investimento e de operação e manutenção.

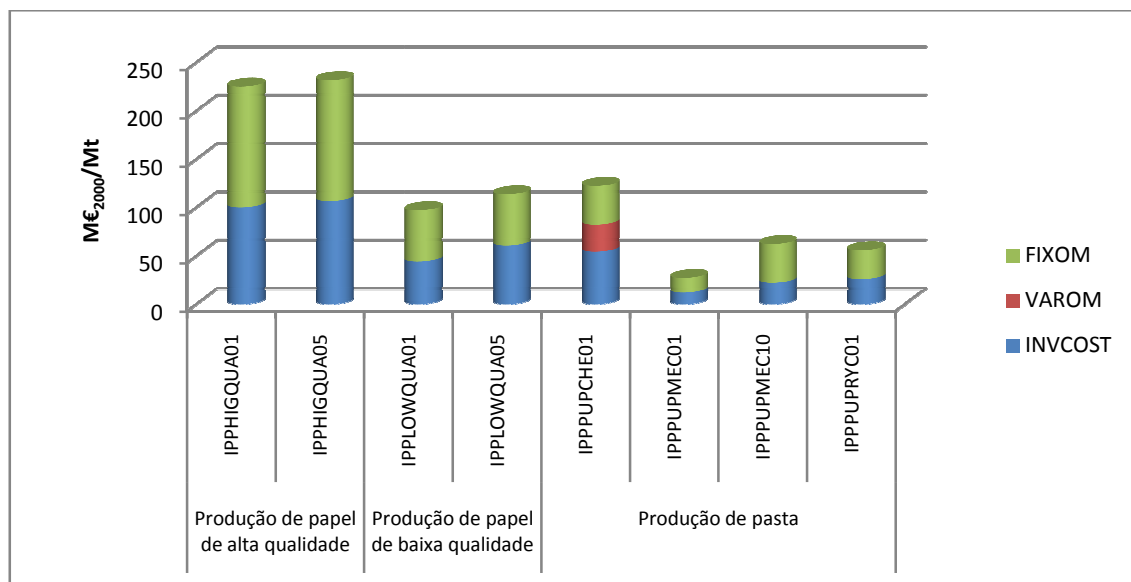


Figura 41- Perfil das novas tecnologias do sector da pasta de papel em 2015. Fonte : (ECN, 1995) e (Nieuwlaar, 2000).

O TIMES\_PT investe em novas tecnologias no sector da produção da pasta e do papel visto as tecnologias do ano base vão perdendo capacidade, devido aos pressupostos inerentes ao modelo, e porque as tecnologias intermédias que permitem os aumentos de capacidade às tecnologias do ano base chegam ao fim do seu tempo de vida em 2025. Estes pressupostos “obrigam” o TIMES\_PT a instalar as tecnologias intermédias e novas de produção de papel de alta e baixa qualidade, possuindo apenas flexibilidade para escolher a tecnologia de produção de pasta e de calor de processo. No cenário base em que vigoram as restrições de Quioto as tecnologias de produção de pasta que entram no sector (IPPPUPCHE01 e IPPPUPRYC01) são as que possuem menores consumos de energia final (Tabela 21), e a tecnologia para produção de calor de processo é a de biomassa que não possui emissões.

O investimento em novas tecnologias no cenário base traduz-se num aumento do custo marginal de 3,27 €/t papel de alta qualidade e 6,45 €/t papel de baixa qualidade, e num custo marginal das emissões de CO<sub>2</sub> de 4,45€/ton de CO<sub>2</sub>.

A imposição de restrições às emissões sectoriais mais exigentes torna o sistema o insolúvel, visto que o TIMES\_PT não consegue produzir internamente a totalidade do papel de alta qualidade necessário para satisfazer o aumento da procura do mesmo que ocorre no último período (2025-2030).

Esta dificuldade na redução de emissões no sector deve-se à pouca flexibilidade dada ao modelo e ao bom desempenho das tecnologias do ano base a nível de consumos energéticos que reflectem o facto de o sector estar já a operar muito próximo dos parâmetros definidos nas MTD.

Os consumos de energia e materiais das tecnologias do ano base e das novas tecnologias de produção de papel necessárias à produção de uma tonelada de papel são apresentados na Tabela 20. Em termos energéticos as tecnologias novas e intermédias são menos eficientes que as do ano base, apresentando aumentos nos consumos de gás natural e LPG que são responsáveis por 54 % das emissões totais em 2015.

**Tabela 20 – Comparação dos consumos das tecnologias de produção de papel de alta e baixa qualidade**

		IPLOWQUA00		IPLOWQUA01		IPLOWQUA05		IPPHIGQUA00		IPPHIGQUA01		IPPHIGQUA05	
		INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT
PJ	Calor	8,00		8,00		0,90		4,45		7,00		6,65	
	Gás Natural			3,50		3,50		0,01		4,00		4,00	
	Electricidade	1,64		1,64		9,00		1,64		3,00		2,70	
	GPL							0,15		0,15			
Mt	IPL		1		1		1						
	IPH								1		1		1
	MPPPUP	1,02		0,68		0,68		0,68		1,02		1,02	
	MPPRYC			0,09		0,09		0,09					
Total	PJ	9,64		13,14		13,40		6,25		14,15		13,35	1
	Mt	1,02	1	0,77	1	0,77	1	0,77	1	1,02	1	1,02	

Os consumos de energia e materiais das tecnologias do ano base e das novas tecnologias de produção de pasta necessárias à produção de uma tonelada de pasta são apresentados na Tabela 21 e Tabela 22. Neste conjunto apenas a nova tecnologia de produção de pasta através de processos químicos é mais eficiente que a do ano base, e é essa que o TIMES\_PT implementa. Para além dessa escolhe também a tecnologia de produção de pasta através de material reciclado que é de todas as novas tecnologias a mais eficiente. Os consumos apresentados estão em função da produção de uma Mt de pasta.

**Tabela 21 – Comparação dos consumos das tecnologias de produção de pasta química e mecânica**

		IPPPUPCHE00		IPPPUPCHE01		IPPPUPMEC00		IPPPUPMEC01		IPPPUPMEC10	
		INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT
PJ	INDBIO		4,70		4,70		2,10				
	INDBLQ		17,00		20,00						
	INDELC	1,8		2,3		0,70		7,00		7,28	
	INDGAS					9,1		10,8		7,56	
	IPPHTH	9,85		4,00		2,53		2,53		1,8	
	IPPPRC	0,75		1,81							
Mt	MPPRYC										
	MPPPUP		1		1		1		1		1
	MPPWOO	2,3		2,3		1,1		1,1		1,1	
Total	PJ	12,40	21,70	8,11	24,70	9,80	4,63	17,80	2,53	14,84	1,8
	Mt	2,3	1	2,3	1	1,1	1	1,1	1	1,1	1

**Tabela 22 - Comparação dos consumos das tecnologias de produção de pasta com material reciclado**

		IPPPUPRYC00		IPPPUPRYC01	
		INPUT	OUTPUT	INPUT	OUTPUT
PJ	INDBIO				
	INDBLQ				
	INDELC	1,7		2	
	INDGAS	0		1	
	IPPHTH	1		1	
	IPPPRC				
Mt	MPPRYC	1,15		1,15	
	MPPPUP		1		1
	MPPWOO				
Total	PJ	2,7		4	
	Mt	1,15	1	1,15	1

Recorrendo-se aos dados da CELPA (CELPAA, 2002) relativos ao ano 2001 das quantidades dos vários tipos de pasta produzida e da quantidade total de pasta, indicados na Tabela 23, fez-se uma ponderação dos valores máximos e mínimos do parâmetro de uso de energia indicados nas MTD sectoriais do sector.

**Tabela 23 – Tipos de pasta produzida em Portugal em 2001 e quantidade total, Fonte (CELPAA, 2002)**

Processos	Instalações	Produção (kt)	%
Pasta branqueada ao Sulfato sem integração em papel	Celbi	290	0,15
Pasta branqueada ao Sulfito sem integração em papel	C,C, Caima	96	0,05
Pasta branqueada ao Sulfato com integração parcial em papel	Portucel S,A,	730	0,37
	Soporcel	465	0,23
Pasta crua (não branqueada) ao Sulfato sem integração em papel	Portucel Tejo	100	0,05
Pasta crua (não branqueada) ao Sulfato com integração em papel e utilização de fibra reciclada	Portucel Viana	200	0,10
Total		1981	1,00

Os valores das MTD relativas ao uso de energia para a produção de pasta e papel constam no BREF do sector (IPPC, 2001), e fez-se corresponder aos tipos de pasta produzidos as seguintes categorias de consumos:

- Fábricas não integradas de pasta kraft branqueada: 10 - 14 GJ/ADt<sup>-1</sup>
- Fábricas não integradas de pasta ao Sulfito branqueada: 16 - 18 GJ/ADt<sup>-1</sup>
- Fábricas não integradas de pasta kraft branqueada e papel não revestido: 14 - 20GJ/ADt<sup>-1</sup>
- Pasta kraft crua (não branqueada): 14 – 23 GJ/ADt<sup>-1</sup>

O intervalo de valores resultante da ponderação dos consumos eficientes de energia para a produção de pasta e do tipo de pasta produzida são de 13,5 a 18,8 GJ/ADt<sup>-1</sup>. A intensidade energética (energia/unidade de produto final) da produção de pasta no ano base no TIMES\_PT é



---

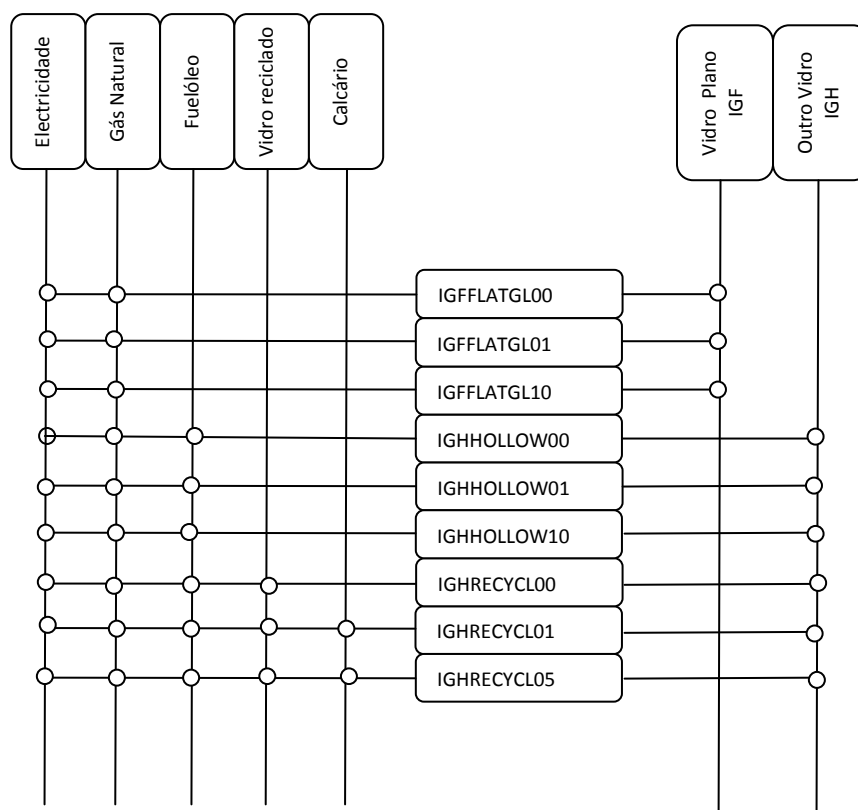
de 12,4 GJ/t<sub>pasta</sub> , sendo que este valor diminui ao longo do período devido à introdução de tecnologias mais eficientes atingindo em 2030 o valor de 8,11 GJ/ton<sub>pasta</sub>.

Relativamente à produção de papel o menor intervalo de consumos eficientes das MTD é de 5,5 e 7,7 GJ/t. A intensidade energética da produção de papel no ano base no TIMES\_PT é 7,46 GJ/t ocorrendo um aumento deste valor para 13,8 GJ/t em 2030.

A comparação dos valores de intensidade energética de produção de pasta e papel do TIMES\_PT com os valores do BREF para o sector permite perceber que no ano base o desempenho do sector se enquadra dentro das melhores técnicas disponíveis.

## 6.5 VIDRO

A indústria do vidro é muito diversificada tanto nos seus produtos como nos processos produtivos, no TIMES\_PT o sector do vidro inclui todas as tecnologias de produção de vidro, sendo produzidos dois tipos de produtos finais o vidro plano (IGF) e o outro vidro (IGH) em que se inclui o vidro de embalagem, a cristalaria e o outro vidro. A Figura 42 esquematiza a modelação das tecnologias do sector no TIMES\_PT.



**Figura 42 – Sistema energético de referência do sector do vidro**

O sector está modelado de uma forma muito simplificada e agregado em que as tecnologias representam o consumo das principais matérias-primas (calcário e vidro reciclado) e de energia final. No ano base existe uma tecnologia específica para a produção de vidro plano (IGFFLATGL00) e duas tecnologias genéricas para a produção do outro vidro, uma a partir de matéria-prima virgem (IGHHOLLOW00) e outra a partir de vidro reciclado (IGHRECYCL00), sendo estas caracterizadas na Tabela 24. Para além destas existem as tecnologias intermédias e futuras que vão substituindo as tecnologias do ano base.

**Tabela 24 - Caracterização das tecnologias de vidro do ano base**

		Stock	FIXOM	VAROM	Life
Código da tecnologia	Descrição da tecnologia	(Mt)	€/ton	M€/Mt	Anos
IGFFLATGL00	Produção de vidro plano	0,23	10	50	30
IGHHOLLOW00	Produção de outro vidro	0,76	20	50	30
IGHRECYCL00	Produção de outro vidro	0,06	15	75	30

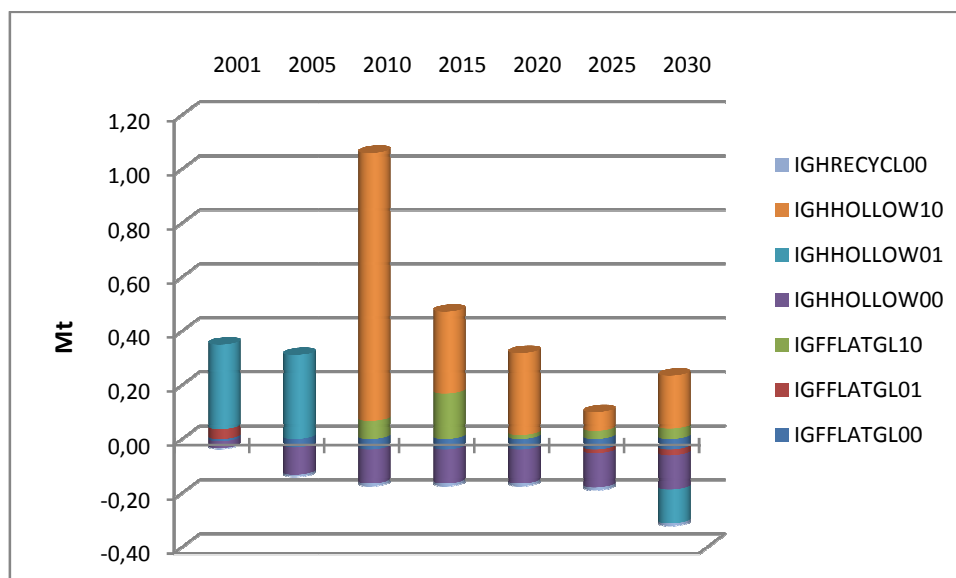
A evolução da procura de vidro plano e de outro vidro é diferenciada, tendo sido esta última, objecto de uma revisão com base nos comentários do sector (AIVE), que forneceu projecções para os quantitativos de produção superiores ao crescimento esperado do sector. Na Figura 8 podemos ver que a evolução da procura do outro vidro se destaca pelo seu crescimento elevado registando um aumento de 10% nos primeiros cinco anos.

A actividade das tecnologias do sector do vidro ao longo do período de estudo no cenário base é caracterizada na Tabela 25, sendo que a actividade destas tecnologias é indicada em termos da quantidade de vidro produzido (Mt).

**Tabela 25 - Actividade das tecnologias de produção de papel no cenário base**

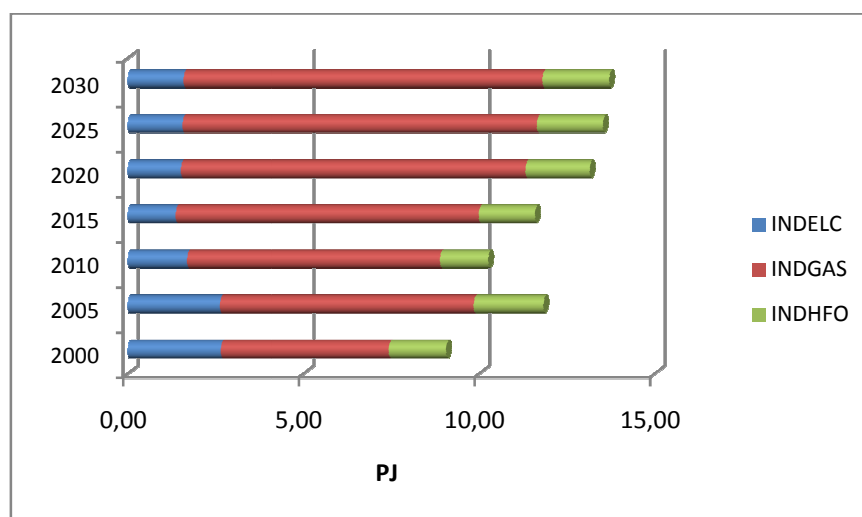
Código da tecnologia	Descrição da tecnologia	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
IGFFLATGL00	Tecnologias de produção de vidro plano	0,23	0,19	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00
IGFFLATGL01		0,00	0,04	0,04	0,04	0,04	0,02	0,00
IGFFLATGL10		0,00	0,00	0,07	0,24	0,25	0,28	0,32
Total (Mt)		0,23	0,23	0,26	0,27	0,29	0,30	0,32
IGHHOLLOW00	Tecnologias de produção de outro vidro	0,76	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IGHHOLLOW01		0,00	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,50
IGHHOLLOW10		0,00	0,00	0,99	1,30	1,60	1,67	1,86
IGHRECYCL00	Tecnologias de produção de outro vidro-reciclado	0,06	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total (Mt)		0,81	1,30	1,62	1,92	2,22	2,29	2,36

Ao longo do cenário base ocorre uma transferência da actividade das tecnologias do ano base para as tecnologias intermédias e posteriormente para as novas tecnologias do sector. Tal acontece devido à perda de capacidade das tecnologias do ano base e do aumento da procura. A instalação de capacidades em tecnologias intermédias e novas tecnologias para a produção de outro vidro é superior às novas capacidades instaladas para a produção de vidro plano, como se pode observar na Figura 43, tal deve-se à evolução diferenciada da procura destes produtos.



**Figura 43- Alterações nas capacidades das tecnologias do sector do vidro no cenário base**

O consumo de energia final aumenta cerca de 51% ao longo do período (Figura 44) devido ao aumento da produção das tecnologias. Entre 2000 e 2005 dá-se o maior crescimento (5%) pois é neste período que também se dá o maior aumento da procura do outro vidro. No ano 2010 a instalação de 0,99 Mt da nova tecnologia de produção de outro vidro que é mais eficiente e representa 61% da produção de outro vidro desse período, permite uma diminuição do consumo de energia final.



**Figura 44- Consumo de energia final do sector do vidro no cenário base**

No período de 2000 para 2010 ocorre um aumento do consumo de gás natural de 53% para 75% em detrimento do consumo de electricidade e fuelóleo. As tecnologias de produção de vidro plano apenas consomem gás natural e electricidade, logo as tecnologias de produção do outro vidro são responsáveis pela totalidade do consumo de fuelóleo.

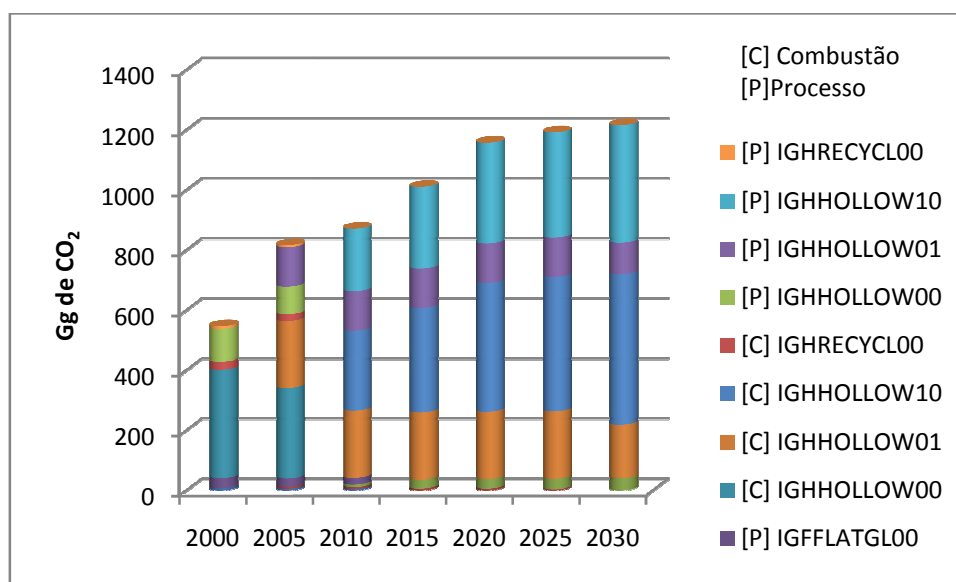
As tecnologias de produção de outro vidro a partir matéria-prima virgem são as maiores consumidoras de energia final representando uma média de 58% do consumo de electricidade e de 93% do consumo de gás natural ao longo de todo o período. A partir de 2010 são responsáveis pela totalidade do consumo de fuelóleo.

As emissões do sector vão reflectir o consumo de energia final e as emissões de processo associadas (Tabela 26). As novas tecnologias de produção de vidro plano não possuem factor de emissão de processo devido à ausência de dados na literatura sobre esse valor, tal não é realista pois é expectável que estas tecnologias continuem a possuir emissões de processo.

**Tabela 26 – Emissões de processo das tecnologias de produção de vidro plano e outro vidro**

Sector	Tecnologia	Factor de emissão (Gg CO <sub>2</sub> /PJ)
Vidro de embalagem	IGHHOLLOW00	146
	IGHHOLLOW01	210
	IGHHOLLOW10	210
Vidro Plano	IGFFLATGL00	146

Na Figura 45 podemos observar que as emissões da combustão diminuem de 72% no ano base para 60% a partir do ano 2000, tal deve-se a um aumento do consumo de gás natural e electricidade e uma maior eficiência das tecnologias novas e intermédias. Consequentemente as emissões de processo aumentam de 28% no ano base para 40% em 2010, devido ao facto do factor de emissão das tecnologias novas e intermédias ser superior às do ano base.



**Figura 45– Emissões do sector do vidro no cenário base**

As emissões das tecnologias de produção de vidro plano representam no ano base 7% das emissões e a sua representatividade diminui gradualmente para os 3% em 2020, já que as suas emissões resultam apenas da combustão do gás natural.

Os custos das tecnologias intermédias e novas tecnologias do sector do vidro são apresentados na Figura 46, os custos apenas são comparáveis entre tecnologias que produzam o mesmo produto final. Os custos de combustível não são apresentados pois não são relevantes quando comparados com os custos de investimento e de operação e manutenção.

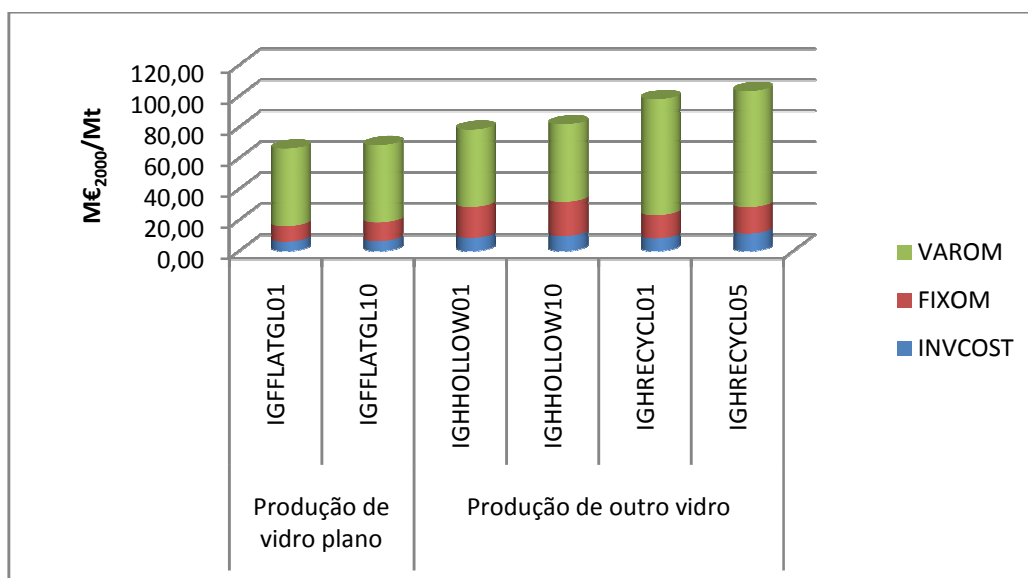


Figura 46- Perfil das novas tecnologias do sector do vidro em 2015. Fonte : (ECN, 1995) e (Nieuwlaar, 2000).

O TIMES\_PT investe em novas tecnologias no sector do vidro porque as tecnologias do ano base vão perdendo capacidade, devido aos pressupostos inerentes ao modelo, e porque as tecnologias intermédias que permitem os aumentos de capacidade às tecnologias do ano base chegam ao fim do seu tempo de vida em 2025.

Para além dos custos das tecnologias o TIMES\_PT pondera também a eficiência no uso dos combustíveis e dos materiais de cada uma das tecnologias. As Tabela 27 e Tabela 28 comparam as quantidades de energia e materiais necessárias à produção de uma unidade de produto final (Mt).

Tabela 27 - Comparação dos consumos das tecnologias de produção de vidro plano

		IGFFLATGL00	IGFFLATGL01	IGFFLATGL10
PJ	Electricidade	5,00	2,50	1,88
	Gás Natural	0,59	3,00	2,25
Total	PJ	5,59	5,50	4,13

Apesar das tecnologias novas e intermédias da produção de vidro plano possuírem uma diminuição do consumo de energia, o consumo de gás natural é superior ao da tecnologia do ano base o que implica um aumento das emissões por unidade de produto final.

**Tabela 28 - Comparação dos consumos das tecnologias de produção de outro vidro**

		IGHHOLLOW00	IGHHOLLOW01	IGHHOLLOW10	IGHRECYCL00	IGHRECYCL01	IGHRECYCL05
PJ	Electricidade	1,16	0,52	0,39	0,52	0,52	0,55
	Gás Natural	5,74	5,00	3,75	5,46	5,46	5,40
	Fuel-oleo	2,00	1,00	0,75	2,00	2,00	18,09
Mt	Material recuperado				1,05	1,20	1,20
Total	PJ	8,90	6,52	4,89	7,98	7,98	24,04
	Mt	0,00	0,00	0,00	1,05	1,20	1,20

As tecnologias novas e intermédias de produção de outro vidro a partir de matéria virgem apresentam uma efectiva melhoria da eficiência energética, o que não acontece com as tecnologias a partir de material reciclado, o que faz com que o TIMES\_PT instale as primeiras.

A imposição de restrições às emissões sectoriais mais exigentes torna o sistema o insolúvel, visto que o TIMES\_PT não consegue produzir internamente a totalidade de outro vidro necessário para satisfazer o aumento da procura que ocorre partir de 2020, já que o aumento da procura obriga sempre a um aumento das emissões que não possível de ser compensado pelo aumento da eficiência das tecnologias do sector.

A implementação das novas tecnologias de produção de vidro plano e de outro vidro melhora o desempenho do sector aproximando-o dos parâmetros definidos nas melhores técnicas disponíveis do sector (IPPC, 2008). Segundo o IPPC os consumos específicos na produção de vidro de embalagem e de outro vidro em fornalhas modernas e energeticamente eficientes são:

- Forno regenerativo, 3,8 GJ/ton<sub>vidro fundido</sub>
- Forno recuperativo, 5 GJ/ton<sub>vidro fundido</sub>
- Forno com pré-aquecimento 6,7 GJ/ton<sub>vidro fundido</sub>

Tendo em conta que a energia necessária para a fusão constitui cerca de 75% da energia total os valores vão variar entre 4,8 – 8,4 GJ/ton<sub>vidro</sub>. No ano base a intensidade energética do conjunto de tecnologias de produção do outro vidro é de 9,5 GJ/ton<sub>vidro</sub>, e em 2010 é de 5,5 GJ/ton<sub>vidro</sub> revelando uma clara melhoria, sendo este valor já dentro da gama dos MTD.

Em relação ao vidro plano o valor de referência é de 6,3 GJ/ton<sub>vidro fundido</sub> o que em termos de energia total se traduz em 7,9 GJ/ton<sub>vidro</sub>. No ano base a intensidade energética do conjunto de tecnologias de produção de vidro plano 5,6 GJ/ton<sub>vidro</sub>, o que revela um desempenho ainda melhor do que o caracterizado pelo valor de referência das MTD.

---

## 7 CONCLUSÕES

A evidência científica que o aumento das emissões de GEE está a provocar alterações no sistema climático cujos impactos se farão sentir a nível global induziu a criação de políticas de controlo das emissões de GEE. Dada a dimensão global do problema em 1992 durante a Conferência das Nações Unidas sobre Ambiente e Desenvolvimento (CNUAD) no Rio de Janeiro foi criada a Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (UNFCCC) cujo objectivo não vinculativo é o da estabilização das emissões de GEE dos países desenvolvidos aos níveis de 1990, e que entrou em vigor a 21 de Março de 1994. Dentro do âmbito da Convenção foi criado o Protocolo de Quioto (PQ) cujo cumprimento é obrigatório e que estipula objectivos mais ambiciosos que a Convenção, a redução de 5,2% das emissões de GEE relativamente ao ano base (1990). Os compromissos de redução das emissões de GEE estão listados no Anexo B do protocolo e incluem 38 países desenvolvidos e a União Europeia. No PQ foram criados três mecanismos de flexibilidade – Implementação Conjunta, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e o Comércio de Emissões - que permitem diminuir os custos totais de cumprimento das metas de redução estabelecidas.

A meta de redução de emissões de GEE da União Europeia no PQ é de 8% relativamente aos valores de 1990 no período entre 2008-2012, sendo que entre os membros da UE existe um acordo baseado no princípio de partilha de responsabilidade – *burden sharing* – que permite que ocorra uma diferenciação interna nas metas de redução entre os Estados Membros. Neste contexto foi acordado que Portugal aumentasse em 27% as emissões de GEE relativamente aos valores do ano base do PQ.

Apesar de estar actualmente em discussão o segundo período de cumprimento do PQ a vigorar a partir de 2012 e de até à data não existirem metas de redução para os países constantes no Anexo B, a UE anunciou já um compromisso unilateral de redução de 20% até 2020. Esta meta de redução pode chegar até aos 30% de redução caso haja um acordo internacional em que outros países desenvolvidos se comprometam com objectivos de redução comparáveis e os países em desenvolvimento mais avançados contribuam adequadamente.

Uma das ferramentas fundamentais à UE para o cumprimento das actuais e futuras metas de redução de uma forma custo-eficaz é o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), sendo que esta estima que em 2020 a redução das emissões de GEE das actividades incluídas no comércio alcance os 21% relativamente às suas emissões de 2005. O CELE é um instrumento de política de ambiente que se enquadra na categoria dos instrumentos económicos ou de mercado. A eficiência económica do CELE baseia-se na racionalidade do comportamento dos agentes económicos aquando a criação de um mercado de licenças de emissão. Os agentes irão implementar medidas de controlo das emissões de GEE apenas até ao ponto que em que os custos marginais de redução das emissões igualam o preço de mercado das licenças de emissão. Os agentes com custos marginais de controlo das emissões de GEE superiores ao preço de mercado das licenças serão compradores, e vendedores os agentes com custos marginais de controlo das emissões de GEE inferiores ao preço de mercado.



---

A determinação das Curvas de Custo Marginal de Controlo de CO<sub>2</sub> quando aplicada aos agentes económicos permite-lhes inferirem a sua posição de compradores ou vendedores de licenças de emissão no CELE e quando aplicada ao nível de um país permite aos decisores políticos avaliarem os impactes económicos da implementação de diferentes níveis de redução de emissões.

Neste trabalho pretendeu-se determinar as Curvas de Custo Marginal de Controlo de CO<sub>2</sub> para os sectores da produção de electricidade, co-geração, produção de cimento, vidro e pasta e papel incluídos no CELE para o período Pós-Quito, recorrendo a uma ferramenta de modelação do sistema energético-económico adaptada ao contexto nacional. O objectivo foi determinar a capacidade dos sectores de redução das emissões de CO<sub>2</sub> apenas através da melhoria tecnológica.

Para tal foi construído um cenário base que acomodou os principais pressupostos de política que afectam de forma significativa o sistema energético/económico em vigor até Dezembro de 2005 e que pretende replicar a situação de referência do país de 2000 a 2005, e simular a evolução do mesmo até 2030. O cenário base inclui o tecto nacional de emissões de CO<sub>2</sub> correspondente à meta de Quioto a surtir efeito de 2010 até 2030. Às emissões sectoriais do cenário base foram sendo impostas restrições crescentes às emissões de CO<sub>2</sub>, constantes entre o período de 2015 a 2030.

No cenário base o cumprimento do tecto de Quioto às emissões globais resulta num aumento do custo total do sistema de 0,03% o que representa 0,163 B€<sub>2030</sub> para o total do horizonte de estudo. Em 2015 o custo marginal de controlo das emissões é de 97,81 €<sub>2015</sub>/t CO<sub>2</sub>, sendo este custo repartido de igual forma pelos vários sectores resultando num custo sectorial de 4,45 €<sub>2015</sub>/t CO<sub>2</sub>. A redução das emissões para o cumprimento do tecto de Quioto no cenário Base em 2015 dá-se essencialmente no sector da refinação mas ocorrem também alterações nos sectores em estudo. Assim em 2015 verifica-se uma redução das emissões de 0,1% na geração de electricidade e de 12% na co-geração, um aumento das emissões do sector do cimento de 3,1% e de 3,2% no sector da pasta e papel, as emissões do sector do vidro mantêm-se constantes. Seguidamente é efectuada uma breve análise dos resultados da imposição de restrições crescentes às emissões dos sectores em estudo.

No sector da geração centralizada de electricidade que em 2015 representa 28% das emissões totais do cenário base, o TIMES\_PT conseguiu solucionar restrições às emissões de CO<sub>2</sub> até -70%. No período entre 2010 e 2015 à medida que se aumenta o grau de exigência das restrições às emissões sectoriais vai diminuindo a quantidade de electricidade gerada pelo sector. De uma forma geral ao nível das tecnologias do sector ocorre uma transferência de actividade das centrais a carvão para as centrais a gás natural (*inter fossil fuel switch*) e nos cenários de maiores restrições há uma maior recurso às tecnologias de fontes de energia renovável nomeadamente as tecnologias eólicas e hídricas.

O cumprimento das restrições impostas às emissões do sector da geração de electricidade traduz-se num custo marginal de controlo de CO<sub>2</sub> que varia entre os 25,54 €<sub>2015</sub>/t CO<sub>2</sub> com uma restrição de -10% até os 78,03 €<sub>2015</sub>/t CO<sub>2</sub> na restrição de -70%, tal como é ilustrado na Curva de Custo Marginal de Controlo de CO<sub>2</sub> do sector na Figura 20. A redução da actividade do sector e as alterações introduzidas no parque tecnológico do sector devido à imposição das restrições

---

sectoriais resultam num aumento do custo de geração da electricidade que podem ou não ser reflectidas nos preços ao consumidor. As restrições às emissões do sector até -20% resultam numa variação de custos muito semelhante, um aumento de 30% em 2015. As restrições mais exigentes implicam aumentos entre os 60 e 90%, em 2015, nos custos de geração de electricidade, como indicado na Figura 24.

O sector da co-geração no TIMES\_PT engloba todas as tecnologias de co-geração independentemente da sua potência térmica, sendo que este representa 3% das emissões totais no cenário base em 2015 e apresenta uma capacidade de redução de emissões até 90%. No período entre 2010 e 2015 à medida que se aumenta o grau de exigência das restrições às emissões sectoriais o sector aumenta a implementação e actividade das tecnologias de co-geração de fontes de energia renováveis nomeadamente biomassa e de licores negros em detrimento das tecnologias a produtos petrolíferos.

O cumprimento das restrições impostas às emissões do sector da co-geração traduz-se num custo marginal de controlo de CO<sub>2</sub> que varia entre os 15,5 €/2015/t CO<sub>2</sub> com uma restrição de -10% até os 46,6 €/2015/t CO<sub>2</sub> na restrição de -80%, sendo a restrição de -90% um ponto extremo com um custo de 162,8 €/2015/t CO<sub>2</sub> tal como é ilustrado na Curva de Custo Marginal de Controlo de CO<sub>2</sub> do sector na Figura 30.

O sector da produção de cimento engloba as tecnologias de produção de clínquer e cimento e as emissões do sector representam 10% das emissões totais no cenário base em 2015. Este sector no TIMES\_PT apresenta apenas uma capacidade de redução de emissões de -2% alcançada principalmente pelo aumento do consumo de biomassa na produção de calor para a cozedura das matérias-primas primárias. O cumprimento da restrição de -2% resulta num custo marginal de controlo de CO<sub>2</sub> de 20,2 €/2015/t CO<sub>2</sub> e num aumento do custo de produção da Mt de cimento de 21%.

O TIMES\_PT é incapaz de resolver restrições mais exigentes no sector da produção de cimento devido à impossibilidade da redução das emissões através da implementação de tecnologias mais eficientes de produção de clínquer e dos factores de emissão de processo associados às mesmas, e das opções de modelação tomadas no sector que não permitem o controlo das emissões da combustão resultante da produção de calor de alta entalpia.

O bom desempenho do sector no ano base é corroborado pelo facto da intensidade energética do sector no ano base (3,9 GJ/ton<sub>clínquer</sub>) encontrar-se dentro dos parâmetros definidos nas MTD do sector e da intensidade carbónica do produto (771 kgCO<sub>2</sub>/t<sub>clínquer</sub>) estar até a níveis inferiores. Visto que o TIMES\_PT não foi capaz de solucionar restrições mais exigentes às emissões do sector do cimento não foi possível apurar mais pontos para construir a curva de custos marginais de controlo de CO<sub>2</sub>.

O sector da produção da pasta e do papel incorpora as tecnologias de produção de pasta e de papel, com excepção das co-gerações que fornecem calor de alta entalpia e que estão incluídas no sector da co-geração. As emissões deste sector em 2015 no cenário base representam 0,8% das emissões totais, tal reduzida contribuição deve-se ao facto de grande parte das emissões da

---

combustão do sector estar alocada às co-gerações e por uma grande utilização de fontes de energia renovável, nomeadamente biomassa e licores negros (resíduo da produção da pasta). Este sector no TIMES\_PT não apresenta capacidade de redução de emissões em particular devido à impossibilidade de redução das emissões de combustão das caldeiras auxiliares e da implementação de tecnologias de produção de papel mais eficientes, não tendo sido assim possível determinar a curva de custos de marginais de controlo de CO<sub>2</sub> deste sector.

Apesar não ser possível ao TIMES\_PT realizar reduções no sector da pasta e do papel as tecnologias do ano base deste estão já a operar dentro dos valores de intensidade energética (12,4 GJ/t<sub>pasta</sub> e 7,46 GJ/t de papel) definidos pelas MTD do sector.

O sector do vidro engloba as tecnologias de produção de outro vidro e vidro plano e as emissões do sector no cenário base em 2015 representam 1,6% das emissões totais. Este sector no TIMES\_PT não apresenta capacidade de redução de emissões devido ao acentuado aumento da procura de outro vidro e da impossibilidade de redução das emissões de processo, não tendo sido assim possível determinar a curva de custos de marginais de controlo de CO<sub>2</sub> deste sector.

A avaliação do desempenho do sector do vidro relativamente às MTD do sector coloca as tecnologias do ano base de produção de vidro plano (5,6 GJ/t<sub>vidro</sub>) abaixo dos valores de intensidade energética, e as tecnologias do ano base de produção de outro vidro acima do intervalo (9,5 GJ/t<sub>vidro</sub>) mas revelando uma melhoria significativa em 2005 (5,5 GJ/t<sub>vidro</sub>).

É preciso notar que existem diversas afinações que podem ser introduzidas ao modelo TIMES\_PT, que foram sendo identificadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho, que provavelmente possibilitarão que os sectores da pasta e do papel, do cimento e do vidro tenham capacidade de reduzir as suas emissões através da melhoria tecnológica, sendo estas:

- uma melhor caracterização das tecnologias constantes na base de dados das novas tecnologias tendo em conta o actual nível de eficiência dos sectores em estudo;
- uma melhor caracterização dos factores de emissão de processo;
- uma maior desagregação dos sectores industriais separando a produção de papel da produção da pasta, a produção do cimento da produção de clínquer, e a produção do outro vidro do vidro plano;
- no caso do sector do cimento uma melhor modelação dos fornos de clínquer permitiria que as emissões da combustão resultantes da produção de calor de alta entalpia fossem controladas pela nova tecnologia de produção de clínquer com CCS.

Apesar de ser necessário alguma precaução na interpretação dos resultados obtidos devido às simplificações efectuadas no processo, às limitações inerentes a este tipo de análise e a este exercício de modelação pode-se afirmar que a imposição de restrições crescentes às emissões sectoriais em 2015 com o TIMES\_PT demonstrou que apenas os sectores da geração centralizada de electricidade e co-geração possuem flexibilidade para reduções de CO<sub>2</sub> através de melhorias tecnológicas.

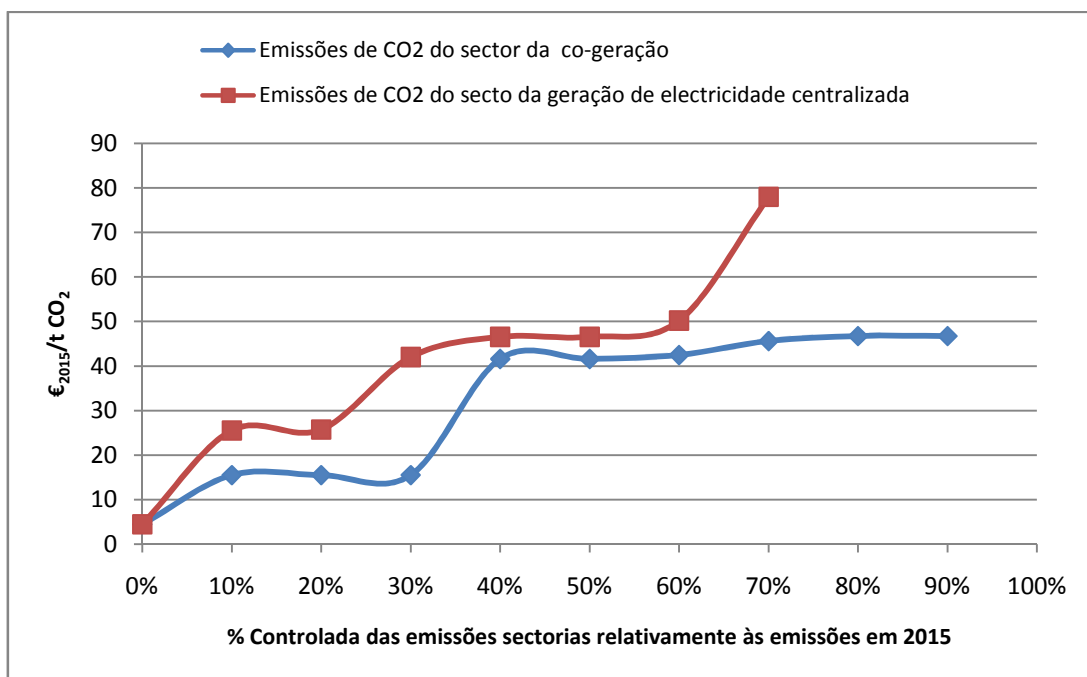
---

Assim com a perspectiva de metas futuras de redução de emissões de GEE mais exigentes que as verificadas actualmente os sectores do cimento, da pasta e do papel e do vidro serão, provavelmente compradores de licenças devido ao facto de não possuírem capacidade de redução interna das emissões de CO<sub>2</sub> através de melhorias tecnológicas. Os sectores da geração centralizada de electricidade e co-geração serão compradores ou vendedores de licenças de emissão mediante o preço de mercado das mesmas.

Assumindo o preço de 23€/t CO<sub>2</sub>e estimado para as licenças de emissão do CELE em 2020 (Point Carbon, 2007) para 2015 e considerando que o conjunto de instalações portuguesas incluídas no CELE não têm poder de mercado para alterar o preço das licenças de emissão, podemos estimar o nível de redução possível através da melhoria tecnológica para os sectores da geração centralizada de electricidade e co-geração. Na Figura 47 são apresentadas as curvas de custo marginal de controlo de CO<sub>2</sub> obtidas para o sector da geração centralizada de electricidade e co-geração em função da percentagem de emissões sectoriais controladas relativamente às emissões do cenário base em 2015.

Um nível de preços das licenças de emissão de 23 €/t CO<sub>2</sub>e corresponde uma redução de 8% (1580 kt CO<sub>2</sub>) das emissões no sector da geração centralizada de electricidade e a uma redução de 33% (780 kt CO<sub>2</sub>) no sector da co-geração. Estas reduções perfazem uma redução nas emissões totais nacionais de 4% em 2015.

Se assumirmos o preço das licenças de emissão de 25,7 €<sub>2015</sub>/t CO<sub>2</sub>, obtemos uma maior redução de emissões por apenas mais 2,7 €<sub>2015</sub>/t CO<sub>2</sub>, em particular no sector da geração de electricidade pois este valor é igual ao custo marginal de controlo das emissões de CO<sub>2</sub> do sector correspondente a -20% (3551 kt CO<sub>2</sub>). Neste caso o sector da co-geração reduz cerca de 35% (800 kt CO<sub>2</sub>) e dá-se uma redução nas emissões totais nacionais de 7% em 2015.



**Figura 47 – Curvas de custo marginal de controlo de CO<sub>2</sub> em 2015 dos sectores da geração centralizada de electricidade e co-geração.**

A imposição de reduções correspondentes a níveis de preços de licenças de emissão superiores a 25,7 €/t CO<sub>2</sub> poderá trazer impactos económicos significativos, visto que no sector da geração de electricidade reduções superiores a 20% implicam aumentos nos custos de geração de electricidade superiores a 60% (Figura 24). A passagem total do aumento dos custos de geração de electricidade, devido à implementação de tecnologias de controlo das emissões de CO<sub>2</sub>, para o consumidor final pode afectar a competitividade da economia nacional.

A decisão do nível de redução a implementar nos diversos sectores incluídos no CELE deve levar em conta não só a capacidade de redução de emissões através da melhoria tecnológica mas também os efeitos na competitividade, para tal devem ser utilizadas diversas ferramentas de análise. Este trabalho demonstra que a determinação de curvas de custo marginal de controlo de CO<sub>2</sub> é uma ferramenta útil para avaliar a capacidade de redução de emissões de CO<sub>2</sub> sectoriais, comprovando o potencial de redução de emissões do sector da geração electricidade centralizada e co-geração. Nos restantes sectores a introdução das afinações já referidas pode induzir um potencial de redução.

**ATIC. 2002.** *Possibilidades de melhoria do desempenho energético do sector cimenteiro nacional.* Associação Técnica da Indústria do Cimento. Lisboa : ATIC, 2002.

**Bohringer, C. e Rutherford, T. F. 2008.** Combining bottom-up and top-down. *Energy Economics*. 2008, Vol. 30, pp. 574–596.

**CCPCIP. 2000.** *Melhores técnicas disponíveis no sector cimenteiro nacional.* Comissão Consultiva para a Prevenção e Controlo Integrados da Poluição-Grupo de trabalho para o sector do Cimento. Lisboa : Instituto do Ambiente, 2000.

**CELPA. 2003.** *Boletim Estatístico 2002.* Associação da Indústria Papeleira. Lisboa : CELPA, 2003.

**CELPAa. 2002.** *Caracterização do sector da pasta e papel, Documento de trabalho-3ª Versão.* Associação da indústria papeleira. Lisboa : CELPA, 2002.

**CELPAb. 2002.** *Boletim Estatístico 2001.* Associação da Indústria Papeleira. Lisboa : CELPA, 2002.

**Cleto, J.; Simões, S.; Fortes, P.; Seixas, J. 2007.** *Marginal CO2 abatement costs for the Portuguese energy system- scenario analysis for 2030.* Proceedings of the 9th International Conference on Energy for a Clean Environment 2 - 4 Julho. Póvoa de Varzim, Portugal. 2007.

**COM(2008)16 final. 2008.** Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas. Bruxelas : s.n., 23 de Janeiro de 2008.

**COM(2008)30 final. 2008.** Comunicação da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comité Económico e Social Europeu e ao Comité das Regiões. Duas vezes 20 até 2020. As alterações climáticas uma oportunidade para a Europa,. Bruxelas : s.n., 2008.

**Criqui, P., Mima, S. e Viguié, L. 1999.** Marginal abatement costs of CO2 emission reductions, geographical flexibility and concrete ceilings: an assessment using POLES model. *Energy Policy*. 1999, Vol. 27, pp. 585-601.

**Cruz, J. e Sarmiento, A. 2004.** *Energia das Ondas - Introdução aos aspectos tecnológicos, económicos e ambientais.* . Lisboa : Instituto do Ambiente, 2004.

**DG TREN. 2006.** *European Energy and Transport - Trends to 2030 - Update 2005.* Directorate General for Energy and Transport, European Commission. 2006. Disponível em: [http://ec.europa.eu/dgs/energy\\_transport/figures/trends\\_2030\\_update\\_2005/energy\\_transport\\_trends\\_2030\\_update\\_2005\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2005/energy_transport_trends_2030_update_2005_en.pdf).

**DGGE. 2005.** 2005. Comunicação pessoal da Engª Maria Graça Torres da divisão de estatística da Direcção-Geral de Geologia e Energia à Engª Sofia Simões.

**DLR. 2005.** *D1.1 Fuel cell technologies and Hydrogen production/distribution options.* s.l. : CASCADE-Mints, 2005.

---

**ECN. 1995.** *Prospects for Energy technologies in the Netherlands*. s.l. : Energy Conservation Centre, 1995. Disponível em <http://www.ecn.nl/publications/default.aspx?nr=c95039>. ECN-C-095-039.

**EDM. 2005.** 2005. Comunicação pessoal do Eng<sup>o</sup> Pontes Leça da Electricidade da Madeira à Eng<sup>a</sup> Sofia Simões.

**EDP. 2002.** *Relatório Técnico 2001*. Energias de Portugal. Lisboa : EDP, 2002. Disponível em [www.edp.pt](http://www.edp.pt).

**EEA. 2005.** *Market based instruments for environmental policy in Europe*. Copenhaga : European Environment Agency, 2005. Technical report 8/2005.

**EEA. 2006.** *Using the market for cost-effective environmental policy. Market Based instruments in Europe*. Copenhaga : European Environment Agency, 2006. Report 1/2006.

**Ellerman, A. D. e Decaux, A. 1998.** *Analysis of Post-Kyoto CO2 Emissions Trading Using Marginal Abatement Curves*. Cambridge, MA : MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, 1998. Report N<sup>o</sup> 40.

**Enkvist, P., Nauclér, T. e Rosander, J. 2007.** A cost curve for greenhouse gas reduction. *The Mckinsey Quaterly*. Fevereiro de 2007.

**ERSE. 2001.** *Caracterização do sector eléctrico- Portugal Continental*. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico. Lisboa : ERSE, 2001. Disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

**ERSEa. 2006.** *Factos e números - Enquadramento Energético*. Lisboa : ERSE, 2006. Disponível em [www.erse.pt](http://www.erse.pt).

**Estanqueiro, I. 2004.** *Dados e estatísticas da capacidade instalada de turbinas eólicas em Portugal*. Lisboa : INETI, 2004.

**Gonçalves, H., Joyce, A. e Silva, L. 2002a.** Fórum Energia Renováveis em Portugal - Uma Contribuição para os Objectivos de política Energética e Ambiental - Biocombustíveis. Lisboa : ADENE/INETI, 2002a.

**Gonçalves, H., Joyce, A. e Silva, L. 2002c.** Fórum Energia Renováveis em Portugal - Uma Contribuição para os Objectivos de política Energética e Ambiental - Geotermia. Lisboa : ADENE/INETI, 2002c.

**Gonçalves, H., Joyce, A. e Silva, L. 2002b.** Fórum Energia Renováveis em Portugal - Uma Contribuição para os Objectivos de política Energética e Ambiental - solar. Lisboa : ADENE/INETI, 2002b.

**GPPAA-MADRP. 2005.** *Biomassa e Energias Renováveis na Agricultura, Pescas e Florestas - Ponto da Situação em 2005*. 2005. Ministro do Governo Português para a Agricultura, Desenvolvimento Rural e Pescas.

- 
- Hendriks, C., Graus, W. e van Bergen, F. 2004.** *Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs*. The Netherlands : ECOFYS in cooperation with TNO, 2004. Disponível em : <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf>.
- IA. 2007.** *Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases,1990-2005*. Lisboa : Insituto do Ambiente, 2007. Disponível em [www.apambiente.pt](http://www.apambiente.pt).
- IA. 2006.** *Programa Nacional para as Alterações Climáticas*. Lisboa : Instituto do Ambiente, 2006.
- IGM. 2000.** *Portugal - Indústria Extractiva*. Insituto Geológico e Mineiro. 2000. Disponível em: [http://e-Geo.ineti.pt/geociencias/edicoes\\_online/diversos/ind\\_extractiva/indice.htm](http://e-Geo.ineti.pt/geociencias/edicoes_online/diversos/ind_extractiva/indice.htm).
- INE. 2000.** *Índice de produção industrial*. Instituto Nacional de Estatística . Lisboa : INE, 2000. Disponível em [www.ine.pt](http://www.ine.pt).
- INETI. 2003.** *PNAPRI-Plano Nacional de Prevenção de Resíduos Industriais- Guia do Sector da Produção, Transportes e Distribuição de Energia*. Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, I.P. Lisboa : INETI, 2003.
- IPCC. 2007a.** *Fourth Assessment Report,Climate Change 2007: Synthesis Report*. Intergovernamental Panel on Climate Change. 2007a.
- IPCC. 2005.** *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage.Prepared by the Working Group III to the Intergovernmental Panel on Climate Change*. [ed.] B.,O. Davidson, H.C. de Conick, M. Loos and L.A. Meyer Metz. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA : Cambridge University Press, 2005. p. 442.
- IPCC. 2007b.** *Summary for Policy Makers. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. [ed.] S., D. Qin, M. Manning,Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M.Tignor and H.L. Miller Solomon. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA : Cambridge University Press, 2007b.
- IPPC. 2007.** Reference Document on the best available techniques in the cement and lime manufacturing industries. Sevilha : CE, Setembro de 2007. Draft.
- IPPC. 2008.** Reference document on the best available techniques in the glass manufacturing industry. Sevilha : CE, Fevereiro de 2008. Draft.
- IPPC. 2001.** Reference document on the best available techniques in the pulp and paper industry. Sevilha : CE, Dezembro de 2001.
- Klepper, S. e Peterson, S. 2005.** Marginal abatement cost curves in general equilibrium: The influence of world energy prices. *Resource and Energy Economics*. 20 de Julho de 2005, Vol. 28, pp. 1-23.



---

**LIPOR. 2005.** 2005. Correio electrónico enviado pelo Engº Abílio Almeida do Serviço Intermunicipalizado de Gestão de Resíduos do Grande Porto para o Engº João Cleto (jfcn@fct.unl.pt).

**Lopes, Myriam. 2004.** *Alterações Climáticas: avaliação económica no apoio à decisão política.* Universidade de Aveiro, Departamento de Ambiente e Ordenamento. 2004. Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para a obtenção do grau de Doutor em Ciências Aplicadas do Ambiente.

**Loulou, R., Remne, U., Kanudia, A., Lethila, A., Goldstein, G. 2005.** Documentation for the TIMES model, Part I. Energy Technology Systems Analysis Programme. <http://www.etsap.org/tools.htm>. [Online] 2005.

**Neves, J. 1992.** *Introdução à Economia.* 6ª . Lisboa-São Paulo : Verbo, 1992.

**Nieuwlaar, E. 2000.** *ICARUS-4: Sector Study for the Building Materials Industry.* Dept. of Science, Technology and Society. s.l. : Utrecht University, 2000. Disponível em <http://www.uce-uu.nl/index.php?action=1&menuId=1&type=project&id=2&>.

**Nunes, J. e Simões, S. 2007.** *Cenários para o sistema energético português em 2030 e as suas implicações ambientais. TIMES\_PT : Implementação do modelo TIMES para Portugal.* 9ª Conferência Nacional de Ambiente, Universidade de Aveiro, Portugal. 2007. p. 451 a 458.

**PEGOP. 2005.** *Central Termoeléctrica do Pego.* 2005. Disponível em [www.pegop.com](http://www.pegop.com).

**Pinho, M. 2007.** Conferência Energia e Alterações Climáticas, mais investimento, melhor ambiente. 26 de Janeiro. Lisboa. 2007.

**Pinho, P. 2007.** *A Experiência e Perspectivas Futuras dos Players Locais.* REN-Redes Energéticas Nacionais. Sines, 17 Janeiro : Conferência Energia e Desenvolvimento Regional, 2007.

**Point Carbon. 2007.** Carbon 2007 - A new climate for carbon trading. [ed.] K. and H. Hasselknippe Røine. s.l. : Point Carbon, 2007. p. 62 .

**REN. 2006.** *Energia Eólica em Portugal - 1º Semestre de 2006.* Redes Energéticas Nacionais. Lisboa : REN, 2006. Disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

**REN. 2005.** *Plano de investimentos na rede nacional de transporte 2006-2011.* Redes Energéticas Nacionais. Lisboa : REN, 2005. Disponível em [www.ren.pt](http://www.ren.pt).

**Santos, R. e Antunes, P. 1999.** Instrumentos económicos de política de ambiente. Lisboa : Conselho Económico e Social, 1999.

**Santos, R., Antunes, P., Baptista, G., Mateus, P., Madruga, L. 2003.** *Desenvolvimento de um sistema de instrumentos de política de ambiente para o sector Suínica de Montemo-O-Novo.* Centro de Economia Ecológica e Gestão do Ambiente, Departamento de Ciências e Engenharia do Ambiente da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa. 2003. Relatório Técnico.

---

**SEIA. 2000.** *Estudo de identificação e análise das implicações de natureza técnica, económica, social e legal da aplicação em Portugal da Directiva 96/61/CE, relativa à Prevenção e Controlo Integrado da Poluição.* 2000. Encomendado pela Direcção-Geral da Indústria. Não publicado.

**Simões, S., Cleto, J. e Seixas, J. 2007.** *Assessing the effects of the European Emissions Trading Scheme for Portugal using TIMES\_PT model.* International Energy Workshop, 25 – 27 June 2007. Stanford University, California, USA : s.n., 2007.

**Simões, S., Cleto, J., Fortes, P., Seixas, J., Huppés, G.. 2008.** Cost of energy and environmental policy in Portuguese CO2 abatement - scenario analysis to 2020. *Energy Policy Journal.* 2008. Submetido em Março 2008.

**Stavins, R. 2003.** Experience with market based environmental policy instruments. *Handbook of Environmental Economics.* Amesterdão : North-Holland Elsevier Science, 2003, Vol. 1, pp. 355-435.

**Titenberg, T. 2001.** *The tradable permits approach to protecting the commons:What have we learned?* Workshop on trading scales: Harmonising Industry, National and International Emission Trading Schemes. 2001.

**Turbogás. 2005.** 2005. Comunicação pessoal da Eng<sup>a</sup> Carla Silva da Produtora Energética, S.A. à Eng<sup>a</sup> Sofia Simões.

**UN. 1992.** *United Nations Framework Convention on Climate Change.* United Nations. Nova Iorque : s.n., 1992.

**UNFCCC. 2007.** *Uniting on Climate: A Guide to the Climate Change Convention and Kyoto Protocol.* United Nations Framework Convention on Climate Change. s.l. : UNFCCC, 2007.

**URL01.** Comissão Europeia: Campanha- É você que controla a mudança do clima! [Online] [http://ec.europa.eu/environment/climat/campaign/actions/euinitiatives\\_pt.htm](http://ec.europa.eu/environment/climat/campaign/actions/euinitiatives_pt.htm).

**URL02.** *Greenhouse gas emission projections (CSI 011),Assessment published February 2008.* [Online] European Environment Agency. [Citação: 29 de Março de 2008.] [http://themes.eea.europa.eu/IMS/ISpecs/ISpecification20041007131701/IAssessment1200928379053/view\\_content](http://themes.eea.europa.eu/IMS/ISpecs/ISpecification20041007131701/IAssessment1200928379053/view_content).

**VALORSUL. 2005.** *Produção de Energia e Vapor.* 2005. Disponível em [www.valorsul.pt](http://www.valorsul.pt).

**Van Regermorter, D. e Kanudia, A. 2006.** Projections of the demand of energy service for NEEDS. *Documento de trabalho não publicado do projecto NEEDS.* Dezembro de 2006.

## ANEXO I

## Custo dos combustíveis no cenário base

Cêntimos 2000/PJ		2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Agricultura	Biogás	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	DME	0.00	2,222	2,222	1,76	1,83	1,95	4.71	5.38
	Gasóleo	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Electricidade	945.83	309.23	210.85	210.85	232.90	246.10	259.47	267.25
	Gás Natural	0.00	5.45	3.20	1,25	1,30	1,73	4.48	5.12
	Hidrogénio	0.00	0.00	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Calor de alta entalpia	0.00	26.01	27.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	LPG	11,78	11,78	11,64	10.74	10.63	11,03	11,79	12.42
	Produtos petrolíferos	9.37	9.45	9.30	8.22	8.10	8.58	9.47	10.21
Comercial	Biogás	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Biomassa	0.00	0.00	0.00	5.88	5.88	5.88	5.88	5.88
	Carvão	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	DME	0.00	2,222	2,222	1,76	1,83	1,95	4.71	5.38
	Gasóleo	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Electricidade	945.83	309.23	210.85	210.85	232.90	246.10	259.47	267.25
	Gás Natural	10.31	10.44	11,79	11,07	10.77	11,08	11,68	11,99
	Energia Geotérmica	0.00	15.19	13.24	9.87	13.49	15.43	14.39	13.12
	Hidrogénio	0.00	0.00	0.00	0.00	11,67	11,72	14.98	12.57
	Calor de alta entalpia	0.00	59.50	50.52	39.69	53.00	61,11	46.50	34.76
	LPG	11,78	11,78	11,64	10.74	10.63	11,03	11,79	12.42
	Calor de baixa entalpia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Produtos petrolíferos	9.38	9.45	9.30	8.22	8.10	8.58	9.47	9.70
	Energia Solar	0.00	3.20	0.00	0.00	5.92	7.70	8.18	5.44
Geração de Electricidade	Biogás	0.00	4.19	0.67	2.86	2.50	2.72	2.86	2.86
	Carvão	1,17	1,55	1,78	1,72	1,71	1,78	1,83	1,88
	Linhite	0.00	5.79	4.11	2.23	2.27	3.08	5.79	5.79
	Gasóleo	0.00	9.04	5.29	2.88	3.26	5.15	7.17	8.21
	Gás Natural	7.82	8.00	8.22	7.49	7.19	7.51	8.11	8.41
	Energia Geotérmica	0.00	15.19	9.13	6.32	7.26	12.12	14.22	13.12
	Hidrogénio	0.00	0.00	0.00	1,82	2.06	5.04	4.46	5.39
	Energia Hídrica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Resíduos Municipais	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81	5.81
	Nuclear	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Produtos petrolíferos	6.57	6.50	6.40	5.74	5.66	5.96	4.97	5.65
	Resíduos	0.00	2.49	1,06	2.42	2.43	0.00	1,93	1,77

Cêntimos 2000/PJ		2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Industriais								
	Energia Eólica	69.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Biomassa	4.89	4.89	4.89	4.53	4.89	3.53	3.97	3.67
Indústria	Gás de alto-forno	9.24	7.17	42.54	43.22	45.86	50.25	6.38	4.25
	Biogás	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Biomassa	6.93	6.87	6.87	6.86	6.86	6.86	6.57	6.19
	Licores Negros	6.41	4.89	4.89	4.88	4.03	4.82	4.26	1,79
	Carvão	1,70	2.08	0.00	0.00	0.00	2.31	2.36	2.41
	Linhite/Antracite	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Gases de coque	9.19	1,52	298.83	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Coque	6.00	6.00	7.31	7.72	7.22	6.54	7.52	7.36
	Linhite	0.00	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33	6.33
	DME	0.00	2,222	2,222	3.46	3.96	3.37	5.12	5.38
	Electricidade	861,16	224.07	126.18	126.18	148.24	161,44	174.81	182.58
	Gás Natural	8.39	8.56	8.79	8.07	7.77	8.08	8.68	8.99
	Fuelóleo	5.80	6.50	6.40	5.74	5.66	5.96	6.57	6.52
	Hidrogénio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.43	3.74
	Calor de alta entalpia	0.00	22.04	27.12	23.57	23.72	34.94	33.74	20.25
	Diesel	8.98	9.04	8.88	7.81	7.69	8.17	9.06	9.80
	LPG	10.28	10.28	10.14	9.24	9.13	9.54	10.29	10.92
	Resíduos Municipais	0.00	4.26	5.81	5.81	5.81	5.58	5.18	5.81
	Nafta	0.00	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43	4.43
	Gás de refinaria	9.27	6.50	6.40	5.74	5.76	6.45	0.58	0.58
	Resíduos Industriais	0.00	7.87	5.81	5.81	5.81	5.67	5.81	5.81
Residencial	Biogás	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Biomassa	6.87	6.87	6.87	6.87	6.87	6.87	6.87	6.87
	Carvão	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	DME	0.00	2,222	2,222	7.06	7.70	10.17	7.82	7.93
	Gasóleo	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	Electricidade	1,030.50	393.89	295.52	295.52	317.57	330.77	344.14	351,92
	Gás Natural	16.53	16.65	18.23	17.51	17.20	17.52	18.12	18.43
	Energia Geotérmica	0.00	15.19	13.24	9.87	13.49	15.43	14.39	12.85
	Hidrogénio	0.00	0.00	0.00	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
	LPG	16.39	16.39	16.26	15.35	15.24	15.65	16.41	17.03
	Calor de baixa entalpia	0.00	50.27	50.24	49.45	54.24	75.23	53.73	54.43
	Produtos petrolíferos	0.00	10.45	10.29	9.22	9.09	9.57	10.46	11,20
	Energia Solar	2,222	6.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transportes	Biodiesel	0.00	24.45	24.45	24.45	24.45	24.45	24.45	24.45
	DME	0.00	0.00	0.00	7.06	7.70	10.17	7.82	7.93
	Gasóleo	10.34	10.43	10.27	9.20	9.07	9.55	10.44	11,18

Cêntimos 2000/PJ		2000	2001	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Electricidade	945.83	309.23	210.85	210.85	232.90	246.10	259.47	267.25
	Etanol	0.00	2,222	2,222	17.05	16.66	19.71	13.41	16.90
	Gás Natural	0.00	7.10	7.32	6.60	6.30	6.61	7.21	7.52
	Gasolina	10.98	10.98	10.81	9.67	9.54	10.05	11,09	11,89
	Fuelóleo	7.53	7.53	7.44	6.78	6.70	6.99	7.60	8.06
	Kerosene	10.99	10.99	10.82	9.67	9.54	10.05	11,10	11,89
	LPG	27.52	9.12	8.99	8.08	7.98	0.00	0.00	0.00
	Metanol	0.00	2,222	2,222	9.25	10.05	12.03	9.83	9.94
Refinação	Carvão	9.19	1,52	0.00	1,69	1,68	1,75	1,80	1,85
	Electricidade	861,16	224.56	126.18	126.18	148.24	161,44	174.81	182.58
	Gás Natural	0.00	0.00	0.00	4.63	4.33	4.64	5.24	5.55
	Gás de refinaria	7.16	5.92	5.82	5.16	5.18	5.87	0.00	0.00
	RPC	2.69	5.22	5.12	4.46	4.38	4.68	5.28	5.41

## ANEXO II

### Evolução da procura de serviços de energia final e de materiais

Commodity	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
AGR [Agriculture]	19.52	19.91	20.74	21,26	21,54	21,83	22.11
CCLE [Com.Space Cool.Large.Existing.]	0.92	0.92	0.99	1,12	1,68	1,83	2.24
CCOK [Com.Cooking.Existing.]	1,51	1,56	1,62	1,69	1,74	1,80	1,86
CCSE [Com.Space Cool.Small.Existing.]	0.47	0.48	0.71	2.20	3.58	3.68	3.92
CHLE [Com.Space Heat.Large.Existing.]	23.90	24.66	26.07	27.30	28.10	28.79	29.56
CHSE [Com.Space Heat.Small.Existing.]	16.36	16.87	17.84	18.68	19.23	19.70	20.23
CLIG [Com.Lighting.Existing.]	37.69	38.57	40.97	43.09	44.76	46.26	47.92
COEL [Com.Other Electric.Existing.]	7.15	7.40	8.01	8.58	9.16	9.72	10.34
COEN [Com.Other Energy.Existing.]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CPLI [Com.Public Lighting.Existing.]	3.46	3.57	3.69	3.79	3.89	3.98	4.07
CREF [Com.Refrigeration.Existing.]	0.47	0.48	0.51	0.54	0.56	0.58	0.60
CWLE [Com.Water Heat.Large.Existing.]	3.09	3.12	3.32	3.49	3.62	3.75	3.88
CWSE [Com.Water Heat.Small.Existing.]	1,37	1,38	1,47	1,54	1,60	2.24	2.40
DEMO [DEMO]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
IAL [Aluminium Demand]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
IAM [Ammonia Demand]	0.30	0.29	0.33	0.35	0.37	0.38	0.40
ICH [Other Chemicals Demand]	21,71	21,00	23.47	24.82	25.80	26.46	27.23
ICL [Chlorine Demand]	0.06	0.06	0.07	0.08	0.08	0.08	0.09
ICM [Cement Demand]	10.25	9.45	9.36	10.47	11,12	11,70	12.27
ICU [Copper Demand]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
IGF [Glass Flat Demand]	0.23	0.23	0.26	0.27	0.29	0.30	0.32
IGH [Glass Hollow Demand]	0.81	0.81	1,43	1,71	2.05	2.45	2.93
IIS [Iron and Steel Demand]	1,74	1,68	1,78	1,80	1,80	1,79	1,77
ILM [Lime Demand]	0.30	0.30	0.33	0.35	0.37	0.39	0.41
INF [Other Non Ferrous Metals Demand]	0.54	0.54	0.60	0.63	0.66	0.68	0.69
INM [Other Non Metallic Minerals Demand]	29.18	27.64	30.02	30.72	31,06	31,31	31,58
IOI [Other Industries]	68.13	65.34	70.89	74.14	76.24	77.64	79.13
IPH [High Quality Paper Demand]	1,43	1,38	1,53	1,59	1,64	1,69	1,74
IPL [Low Quality Paper Demand]	0.79	0.75	0.80	0.81	0.82	0.82	0.82
NEC [Non Energy Consumption - Chemicals]	72.22	67.14	69.88	69.83	68.95	67.27	65.95
NEO [Non Energy Consumption - Others]	21,44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ONE [Com.other Sector.]	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RCDR [Rsd.Cloth Drying.Existing.]	0.72	0.72	0.75	0.77	0.79	0.80	0.82
RCME [Rsd.Space Cool.Multi.All.Existing.]	1,23	2.01	2.61	3.27	3.84	4.42	5.05
RCMN [RCMN]	0.00	0.04	0.11	0.21	0.31	0.41	0.50
RCOK [Rsd.Cooking.Existing.]	42.11	42.41	43.50	44.38	45.00	45.54	46.14
RCRE [Rsd.Space Cool.Single.Rural.Existing.]	0.18	0.29	0.37	0.47	0.55	0.63	0.72

Commodity	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
RCRN [RCRN]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01
RCUE [Rsd.Space Cool.Single.Urban.Existing.]	0.35	0.57	0.75	0.93	1,09	1,26	1,44
RCUN [RCUN]	0.00	0.01	0.03	0.05	0.08	0.10	0.13
RCWA [Rsd.Cloth Washing.Existing.]	1,81	1,79	1,85	1,89	1,92	1,95	1,97
RDWA [Rsd.Dish Washing.Existing.]	1,09	1,08	1,12	1,15	1,18	1,20	1,23
RHME [Rsd.Space Heat.Multi.All.Existing.]	4.40	4.20	4.17	4.08	3.96	3.82	3.71
RHMN [RHMN]	0.00	0.13	0.23	0.31	0.36	0.39	0.40
RHRE [Rsd.Space Heat.Single.Rural.Existing.]	7.64	7.29	7.22	7.08	6.86	6.63	6.43
RHRN [RHRN]	0.00	0.03	0.06	0.07	0.09	0.09	0.10
RHUE [Rsd.Space Heat.Single.Urban.Existing.]	3.74	3.57	3.54	3.46	3.35	3.24	3.14
RHUN [RHUN]	0.00	0.10	0.18	0.24	0.27	0.30	0.31
RLIG [Rsd.Lighting.Existing.]	5.60	5.69	6.07	6.39	6.54	6.67	6.82
ROEL [Rsd.Other Electric.Existing.]	8.33	8.46	9.04	9.50	9.74	9.93	10.15
ROEN [Rsd.Other Energy.Existing.]	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
RREF [Rsd.Refrigeration.Existing.]	11,59	11,43	11,86	12.13	12.31	12.45	12.62
RWME [Rsd.Water Heat.Multi.All.Existing.]	5.08	5.03	5.30	5.51	5.57	5.61	5.68
RWMN [RWMN]	0.00	0.25	0.44	0.60	0.69	0.74	0.76
RWRE [Rsd.Water Heat.Single.Rural.Existing.]	4.03	3.99	4.20	4.37	4.42	4.45	4.50
RWRN [RWRN]	0.00	0.03	0.05	0.07	0.08	0.08	0.08
RWUE [Rsd.Water Heat.Single.Urban.Existing.]	1,93	1,91	2.01	2.09	2.11	2.12	2.15
RWUN [RWUN]	0.00	0.09	0.15	0.20	0.24	0.25	0.26
TAV [Aviation Generic.]	18.71	18.46	22.61	25.48	27.45	29.19	31,06
TBI [Road.Bus.Intercity.]	8,002.00	6,968.50	7,976.50	8,627.82	9,096.12	9,061,49	9,002.40
TBU [Road.Bus.Urban.]	3,819.00	3,572.35	3,281,85	3,318.09	3,318.96	3,306.33	3,284.76
TCL [Road.Car.Long Distance.]	12,954.2 1	26,542.6 9	38,951,6 5	47,502.1 7	55,087.2 3	60,148.4 8	65,881,6 9
TCS [Road.Car.Short Distance.]	61,903.6 4	59,084.6 0	61,799.7 1	66,771,7 0	69,503.8 7	69,212.8 1	68,716.4 6
TFR [Road.Freight.]	17,327.7 7	22,551,6 0	25,980.1 2	31,028.3 3	35,804.6 2	38,167.5 4	40,687.1 5
TMO [Road.Moto.]	2,877.32	2,724.19	2,769.46	2,814.73	2,860.00	3,002.02	3,161,03
TNA [Navigation.Generic.]	3.31	3.26	3.82	4.20	4.49	4.75	5.03
TTF [Rail.Freight.]	2,018.63	2,325.11	2,678.75	3,115.73	3,522.85	3,783.12	4,060.00
TTL [Rail.Passengers.Light.]	528.20	833.89	938.06	1,152.74	1,394.15	1,388.84	1,379.79
TTP [Rail.Passengers.Heavy.]	3,834.37	3,746.01	3,998.05	4,356.63	4,659.57	4,641,83	4,611,56